

# Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende

Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)

Bundesverband Windenergie e.V. (BWE)

12. Dezember 2017

**enervis** energy advisors GmbH  
Schlesische Str.29 - 30  
10997 Berlin  
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0  
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20  
info@enervis.de  
www.enervis.de



## IMPRESSUM

### Herausgeber

enervis energy advisors GmbH  
Schlesische Str. 29-30  
10997 Berlin  
+49 (0)30 695 175 - 0  
[www.enervis.de](http://www.enervis.de)  
[kontakt@enervis.de](mailto:kontakt@enervis.de)

### Autoren

Sebastian Klein  
Dr. Sebastian Werner Klein  
Tim Steinert  
Dr. Alexander Fricke  
Daniel Peschel

### Politischer Beirat

Bernd Westphal, MdB (Wirtschafts- und energiepolitischer Sprecher der SPD-Bundestagsfraktion)

Ingelore Hering, Abteilungsleiterin Industrie und Maritime Wirtschaft (Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr)

Stephanie von Ahlefeld, Wissenschaftliche Mitarbeiterin (CDU/CSU-Bundestagsfraktion)

Torsten Stein, Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Büro Johann Saathoff, MdB (SPD-Bundestagsfraktion)

### Eine Studie im Auftrag von



Bundesverband WindEnergie

### **Ansprechpartner der auftraggebenden Verbände**

Sebastian Bleschke, Geschäftsführer (INES Initiative Erdgasspeicher e.V.)  
Wolfram Axthelm, Geschäftsführer (BWE Bundesverband WindEnergie e.V.)  
Georg Schroth, Abteilungsleiter Energiepolitik (BWE Bundesverband WindEnergie e.V.)

### **BWE und INES danken für die Unterstützung**

WIND-projekt GmbH, Börgerende  
Fachverband Biogas e.V.  
Stiftung Offshore Windenergie  
energy research architecture (era).

Veröffentlichung: 12. Dezember 2017

## Inhalt

<b>1 Management Summary .....</b>	<b>13</b>
<b>2 Auftrag, Ziel und Vorgehensweise .....</b>	<b>17</b>
<b>3 Allgemeine Prämissen .....</b>	<b>18</b>
<b>4 Power-to-Gas und Power-to-Liquids.....</b>	<b>24</b>
4.1 Power-to-Gas.....	24
4.2 Power-to-Liquid.....	26
<b>5 Energieverwendung .....</b>	<b>28</b>
5.1 Der Wärmesektor.....	28
5.1.1 Bedarfsentwicklung.....	32
5.1.2 Möglichkeiten der Dekarbonisierung.....	40
5.1.3 Szenarioergebnisse .....	50
5.1.4 Volkswirtschaftliche Kosten.....	53
5.1.5 Strom- und Gasbedarf.....	55
5.2 Der Verkehrssektor.....	58
5.2.1 Bedarfsentwicklung.....	59
5.2.2 Möglichkeiten der Dekarbonisierung.....	66
5.2.3 Volkswirtschaftliche Kosten.....	70
5.2.4 Strom- und Gasbedarf.....	71
5.3 FeedStock.....	72
5.3.1 Bedarfsentwicklung.....	72
5.3.2 Möglichkeiten der Dekarbonisierung.....	74
5.3.3 Volkswirtschaftliche Kosten.....	76
5.3.4 Strom- und Gasbedarf.....	76
5.4 Stromsektor .....	77
5.4.1 Bedarfsentwicklung.....	77
5.4.2 Gesamtstrombedarf der Szenarien .....	78
<b>6 Erneuerbare Energien .....</b>	<b>82</b>
6.1 Status Quo.....	82
6.2 Ausbaupfade und Potenzialgrenzen .....	83
6.2.1 Wind Onshore .....	85
6.2.2 Wind Offshore .....	91
6.2.3 Photovoltaik .....	94
6.2.4 Biomethan.....	97
6.3 Volkswirtschaftliche Kosten .....	99
<b>7 Flexibilität.....</b>	<b>100</b>
7.1 Stromverbrauch und -erzeugung .....	101
7.1.1 Verbrauchsstruktur.....	101
7.1.2 Erzeugungsstruktur.....	103
7.1.3 Langfristspeicher.....	104
7.1.4 Kurzfristspeicher .....	106
7.1.5 Volkswirtschaftliche Kosten.....	109
7.2 Gasverbrauch und -erzeugung .....	110
7.2.1 Verbrauchsstruktur.....	110
7.2.2 Erzeugungsstruktur.....	111
7.2.3 Gasspeicher.....	112
7.2.4 Volkswirtschaftliche Kosten.....	115
7.3 Gasspeicher vs. Batteriespeicher .....	116
<b>8 Netzzonen und Kapazitätsentwicklung.....</b>	<b>117</b>

8.1 Regionale Auflösung im Status Quo .....	118
8.1.1 Regionalisierung des Strommarktes .....	118
8.1.2 Regionalisierung des Gasmarktes .....	120
8.2 Ergebnisse Regionalisierung und Netzausbau .....	123
8.2.1 Regionalisierung Strom.....	123
8.2.2 Regionalisierung Gas.....	131
<b>9 Kostenvergleich der Szenarien .....</b>	<b>137</b>
9.1 Grundsätzliche Anmerkungen zum Kostenvergleich der Szenarien .....	137
9.2 Betrachtung der einzelnen Segmente.....	138
9.2.1 Wärmesektor.....	138
9.2.2 Verkehrssektor.....	138
9.2.3 FeedStock.....	139
9.2.4 Erneuerbare Energien.....	139
9.2.5 Flexibilitätsmarkt .....	139
9.2.6 Netzkosten Strom- und Gas.....	140
9.3 Zusammenfassung .....	141
<b>Anhang.....</b>	<b>143</b>
<b>I. Kosten- und Effizienzannahmen des Wärmesektors.....</b>	<b>143</b>
<b>II. enervis Strommarktmodell .....</b>	<b>147</b>
<b>III. Annahmen des Stromsektors .....</b>	<b>148</b>
<b>IV. Annahmen Erneuerbarer Energien .....</b>	<b>150</b>

Abbildung 1: Energieaufkommen und Verwendung - Szenario <i>Maximale Elektrifizierung</i> im Jahr 2050 .....	13
Abbildung 2: Energieaufkommen und Verwendung - Szenario <i>Optimiertes System</i> im Jahr 2050.....	14
Abbildung 3: Klimaschutzziele im Rahmen der Dekarbonisierungsszenarien .....	18
Abbildung 4: Angenommene deutschlandweite Bevölkerungsentwicklung bis 2050.....	21
Abbildung 5: Entwicklung der Bevölkerung auf Gemeindeebene 2015 und 2050 .....	21
Abbildung 6: Unterstellte Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts bis 2050 .....	22
Abbildung 7: Brennstoffpreisentwicklung bis 2050 .....	23
Abbildung 8: Schematische Darstellung der Wasserstoff- und Methanproduktion mittels PtG.....	24
Abbildung 9: Power-to-Gas Annahmen.....	25
Abbildung 10: Schematische Darstellung der Produktion flüssiger Kraftstoffe .....	26
Abbildung 11: Unterstellte Entwicklung der Power-to-Liquid Investitionskosten.....	27
Abbildung 12: Endenergieverbrauch des Wärmemarktes nach Segmenten .....	29
Abbildung 13: Endenergieverbrauch des Wärmemarktes nach Anwendungsbereichen .....	30
Abbildung 14: Allgemeine Vorgehensweise Modellierung des Wärmemarktes.....	31
Abbildung 15: Vorgehensweise Modellierung Nettowärmebedarf.....	32
Abbildung 16: Sanierungsraten am Beispiel von Einfamilienhäuser .....	34
Abbildung 17: Entwicklung der Energieverbrauchskennwerte am Beispiel der EFH-Gebäudeklasse.....	35
Abbildung 18: Kennwerte Nettowärmebedarf GHD-Segment.....	36
Abbildung 19: Kennwerte Nettowärmebedarf Industrie.....	37
Abbildung 20: Ergebnisse Entwicklung Nettowärmebedarf in allen Szenarien.....	39
Abbildung 21: Szenarienausgestaltung des Wärmemarktes.....	40
Abbildung 22: Investitionsentscheidung Wärmeerzeugungstechnologie (schematisch).....	42
Abbildung 23: Unterstellte Nutzungsdauern für beispielhafte neu installierte Wärmeerzeugungstechnologien .....	43
Abbildung 24: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Einfamilienhäuser .....	44
Abbildung 25: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Mehrfamilienhäuser .....	46
Abbildung 26: Auswahl an unterstellten Investitionskosten und Wärmeeffizienzen im Industrie-Segment .....	48
Abbildung 27: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen im GHD-Segment .....	50
Abbildung 28: Entwicklung Endenergiebedarf Szenario <i>Maximale Elektrifizierung</i> .....	51
Abbildung 29: Entwicklung Endenergiebedarf Szenario <i>Optimiertes System</i> .....	53
Abbildung 30: Strukturierte Stromnachfrage des Wärmemarktes in beiden Szenarien im Jahr 2050.....	56
Abbildung 31: Strukturierte Gasnachfrage des Wärmemarktes im Szenario <i>Optimiertes System</i> im Jahr 2050.....	57
Abbildung 32: Derzeitige Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs im Verkehr .....	59
Abbildung 33: Regionale Auflösung des absoluten Pkw-Bestandes im Jahr 2017 .....	60
Abbildung 34: Investitionskosten für Pkw .....	61
Abbildung 35: Verbrauch von Pkw .....	61
Abbildung 36: Pkw-Bestand in Deutschland.....	62

Abbildung 37: Jährliche Fahrleistung in Deutschland .....	63
Abbildung 38: Jahresfahrleistung in den Bundesländern in Prozent der Ø-Fahrleistung.....	63
Abbildung 39: Vergleich von Kosten und Verbrauch für Fahrzeuge der Mittelklasse .....	65
Abbildung 40: Entwicklung der Endkunden-Treibstoffpreise bis 2050 .....	65
Abbildung 41: Endenergieverbrauch im übrigen Verkehr je Kraftstoffart.....	66
Abbildung 42: Verteilung der Antriebsarten im motorisierten Individualverkehr .....	67
Abbildung 43: Endenergieverbrauch im motorisierten Individualverkehr.....	68
Abbildung 44: Endenergieverbrauch je Kraftstoff im übrigen Verkehr.....	69
Abbildung 45: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gesamtverkehr .....	69
Abbildung 46: Endenergieverbrauch je Kraftstoffart im Gesamtverkehr.....	70
Abbildung 47: Strukturierte Strom- und Gasnachfrage im Verkehrssektor im Jahr 2050.....	71
Abbildung 48: Historische Zusammensetzung des FeedStocks nach Brennstoffen.....	73
Abbildung 49: Prognosen zum Primärenergiebedarf des FeedStocks bis 2050.....	73
Abbildung 50: Ausgangsprodukte und Produkte des FeedStock Sektors .....	74
Abbildung 51: Zusammensetzung der FeedStock-Mengen in den Szenarien.....	75
Abbildung 52: Gasnachfrage FeedStock im Zieljahr 2050.....	76
Abbildung 53: Tagesstruktur des Basisstromverbrauchs im Zieljahr 2050.....	78
Abbildung 54: Gesamtstromverbrauch im Szenario <i>Maximale Elektrifizierung</i> .....	79
Abbildung 55: Gesamtstromverbrauch im Szenario <i>Optimiertes System</i> .....	80
Abbildung 56: Installierte Leistung Wind On-/Offshore Anfang 2017 .....	83
Abbildung 57: Installierte Leistung PV und Biomasse Anfang 2017.....	83
Abbildung 58: Entwicklung der Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien .....	84
Abbildung 59: Ermittlung der Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien.....	85
Abbildung 60: Installierte Leistung Wind Onshore im Jahr 2050.....	86
Abbildung 61: Entwicklung der installierten Leistung von Onshore Windenergie in den beiden Szenarien .....	86
Abbildung 62: Vorgehensweise zur Ermittlung der Flächenpotenziale in Regionalplänen.....	87
Abbildung 63: Verteilung der installierten Leistung Wind Onshore in den beiden Szenarien .....	88
Abbildung 64: Erreichen von genehmigten/beantragten/ausgewiesenen Potenzialen (oben) sowie der 2%- Potenzialgrenze (unten) .....	89
Abbildung 65: Erzeugungsgang Wind Onshore im Zieljahr 2050 auf Tagesbasis.....	90
Abbildung 66: Installierte Leistung Wind Offshore im Jahr 2050.....	91
Abbildung 67: Entwicklung der installierten Leistung der Offshore Windenergie.....	92
Abbildung 68: Erzeugungsgang Wind Offshore im Zieljahr 2050 auf Tagesbasis.....	93
Abbildung 69: Installierte Leistung Photovoltaik im Jahr 2050 .....	94
Abbildung 70: Erzeugungsgang Photovoltaik im Zieljahr 2050 auf Tagesbasis .....	96
Abbildung 71: Unterstellte Entwicklung der Biomethaneinspeisung bis 2050 .....	98

Abbildung 72: Verteilung der Biomethananlagen im Jahr 2050 .....	98
Abbildung 73: Zusammensetzung des Stromverbrauchs im Jahr 2050 im Szenario <i>Maximale Elektrifizierung</i> ....	101
Abbildung 74: Zusammensetzung des Stromverbrauchs im Jahr 2050 im Szenario <i>Optimiertes System</i> .....	102
Abbildung 75: Erzeugungsstruktur erneuerbarer Strommengen im Jahr 2050 auf Tagesbasis.....	104
Abbildung 76: EE-Stromerzeugung im Vergleich zur theoretischen Stromnachfrage im Jahr 2050 .....	104
Abbildung 77: Optimierung der PtG- und PtL-Anlagen und resultierende Gesamtstromnachfrage im Jahr 2050 .	105
Abbildung 78: Strombedarf und -aufkommen in den Szenarien im Zieljahr 2050.....	106
Abbildung 79: Jahresdauerlinien des Strommarktes im Jahr 2050 .....	106
Abbildung 80: Stundenstruktur Erzeugung und Stromverbrauch in zwei Beispielwochen 2050 .....	108
Abbildung 81: Zusammensetzung der Gasverwendung in den Szenarien im Jahr 2050.....	111
Abbildung 82: Erzeugungsstruktur Erneuerbarer Gase im Zieljahr 2050 .....	112
Abbildung 83: Gasbedarf und Gasaufkommen im Zieljahr 2050.....	112
Abbildung 84: Gasbedarf und Gasaufkommen im Zieljahr 2050.....	113
Abbildung 85: Füllstandsverlauf der Gasspeicher im Zieljahr 2050 .....	114
Abbildung 86: Notwendiges AGV der Gasspeicher im Zieljahr 2050 .....	115
Abbildung 87: Leistung und Energieinhalt von Gasspeichern und Batteriespeichern.....	116
Abbildung 88: Regionen des Strommarktmodells und vorhandene Austauschkapazitäten in MW .....	119
Abbildung 89: Angenommene interzonale Austauschkapazitäten [in MW] des deutschen Gasnetzes .....	121
Abbildung 90: AGV deutscher Gasspeicher nach Zonen.....	122
Abbildung 91: Unterstellte Ein- und Ausspeicherkennlinie an Speichern .....	122
Abbildung 92: Anteil des durch Strom gedeckten Wärmebedarfs im Szenario <i>Maximale Elektrifizierung</i> .....	124
Abbildung 93: Kapazitätsverteilung Wind on- und offshore im Jahr 2050 in beiden Szenarien .....	125
Abbildung 94: Kapazitätsverteilung Photovoltaik im Jahr 2050.....	126
Abbildung 95: Kapazitätsverteilung PtG-Anlagen im Jahr 2050.....	127
Abbildung 96: Kapazitätsverteilung PtL-Anlagen im Jahr 2050 .....	127
Abbildung 97: Kapazitätsverteilung Kurzfristspeicher im Jahr 2050.....	128
Abbildung 98: Kapazitätsverteilung Back-Up-Kraftwerke in den Szenarien .....	129
Abbildung 99: Zusätzlich benötigte Übertragungsleistung [in MW] in den Dekarbonisierungsszenarien .....	130
Abbildung 100: Regionalisierung des FeedStocks an Hand der Standorte der Grundstoffchemie .....	132
Abbildung 101: Aufkommen und Verwendung von EE-Gasen je Region im Szenario <i>Maximale Elektrifizierung</i> .	133
Abbildung 102: Aufkommen und Verwendung EE-Gasen je Region im Szenario <i>Optimiertes System</i> .....	133
Abbildung 103: Ergebnisse des Gasnetzausbaus in MW Netzkapazität für das Zielsystem 2050.....	135
Abbildung 104: Ergebnisse des Speicherausbaus in TWh AGV für das Zielsystem 2050.....	136
Abbildung 105: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Einfamilienhäuser im Bestand .....	143
Abbildung 106: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Einfamilienhäuser im Neubau .....	144
Abbildung 107: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Mehrfamilienhäuser im Bestand .....	144



Abbildung 108: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Mehrfamilienhäuser im Neubau .....	145
Abbildung 109: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen im Industrie-Segment.....	145
Abbildung 110: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen im GHD-Segment .....	146
Abbildung 111: enervis-Strommarktmodell.....	147
Abbildung 112: Modellierte Nachfrageflexibilitäten.....	148
Abbildung 113: Annahmen zu annuisierten Vollkosten für Batteriespeicher .....	149
Abbildung 114: Entwicklung der Vollbenutzungsstunden von neuen Windenergieanlagen in den Netzzonen.....	150

Tabelle 1: Basisquellen der Brennstoffpreisentwicklung bis 2050.....	23
Tabelle 2: Übersicht allgemeine Parameter Wärmemarkmodellierung .....	38
Tabelle 3: Basisannahmen Brennstoffkosten zur Modellierung der Wärmeerzeugungstechnologien.....	42
Tabelle 4: Technologien und Anwendungsbereiche im Industrie-Segment.....	47
Tabelle 5: Technologien und Anwendungsbereiche im GHD-Segment .....	49
Tabelle 6: Übersicht installierte Leistung und Anzahl Heizungstechnologien im Zieljahr 2050 im Wärmemarkt.....	53
Tabelle 7: Übersicht kumulierte Investitions- und fixe Betriebskosten im Zeitraum 2017 – 2050 im Wärmemarkt..	54
Tabelle 8: Übersicht kumulierte Brennstoffkosten im Zeitraum 2017 – 2050 im Wärmemarkt.....	55
Tabelle 9: Fahrzeugklassen und Antriebsarten im enervis-Verkehrsmodell.....	60
Tabelle 10: Investitions- und Betriebskosten im mot. Individualverkehr .....	70
Tabelle 11: Brennstoffkosten im mot. Individualverkehr .....	71
Tabelle 12: Brennstoffkosten im Zeitraum 2017 – 2050 im FeedStock .....	76
Tabelle 13: Gesamtkosten Erneuerbare Energien im Zeitraum 2017 - 2050 .....	99
Tabelle 14: Investitions- und Betriebskosten im Zeitraum 2017 bis 2050 .....	109
Tabelle 15: Variable Kosten CO <sub>2</sub> -Bereitstellung im Zeitraum 2017 – 2050 .....	109
Tabelle 16: Brennstoffkosten fossiles Gas im Zeitraum 2017 – 2050 .....	110
Tabelle 17: Durchschnittliche Entfernungen zwischen den Netzzonen Strom.....	120
Tabelle 18: Durchschnittliche Entfernungen zwischen den Netzzonen Gas.....	121
Tabelle 19: Kumulierte anfallende zusätzliche Systemkosten Netzausbau Strom im Zeitraum 2017 – 2050 .....	131
Tabelle 20: Kumulierte anfallende Systemkosten Netz- und Speicherausbau Gas im Betrachtungszeitraum. ....	136
Tabelle 21: Kostendifferenzen der Szenarien im Zeitraum 2017-2050 .....	141
Tabelle 22: Angenommene Investitionskosten des Kraftwerksparks .....	148
Tabelle 23: Angenommene Wirkungsgrade des Kraftwerksparks.....	149
Tabelle 24: Prämissen für die Ableitung von EE-Vollkosten .....	152

## Glossar

Bezeichnung	Erläuterung
AGV	Arbeitsgasvolumen – Angabe zur Speicherfähigkeit von Energie insbesondere bei Gasspeichern
BackUp-Kraftwerke	Notwendige Kraftwerke zur Besicherung von fluktuierender Einspeisung Erneuerbarer Energien
BIP	Bruttoinlandsprodukt
EE	Erneuerbare Energien (z.B. Wind, Photovoltaik, Biomethan)
EE-Gase	Erneuerbare Gase, z.B. unter Nutzung von Erneuerbaren Energien synthetisch hergestellt oder Biomethan
EE-Liquids	Erneuerbare flüssige Brennstoffe, z.B. unter Nutzung von Erneuerbaren Energien synthetisch hergestellt
EFH	Einfamilienhäuser
Endenergiebedarf	Der Endenergiebedarf beschreibt den Bedarf eines Brennstoffes, der notwendig ist, um den notwendigen Nettowärmebedarf (auch Nutzenergie) bereitzustellen.
Fahrleistung	Jährlich mit einem Fahrzeug zurückgelegte Kilometer, abhängig von Fahrzeugtyp, Antriebsart und regionalen Gegebenheiten
FeedStock	Sektor in dem Brennstoff zum nicht-energetischen Verbrauch zur Herstellung von Produkten verwendet wird, z.B. chemische Grundstoffindustrie
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber Gas – verantwortlich für die Infrastruktur des überregionalen Gastransports
GHD	Segment Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
H <sub>o</sub>	Oberer Heizwert, auch als H <sub>s</sub> bezeichnet – in einem Brennstoff enthaltene Energie
H <sub>u</sub>	Unterer Heizwert, auch als H <sub>i</sub> bezeichnet – maximal nutzbare Wärmemenge eines Brennstoffs bei der es nicht zur Kondensation kommt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung – Kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom
LCOE	engl. Levelized Cost of Electricity – Stromgestehungskosten
MFH	Mehrfamilienhäuser
Nettowärmebedarf	Nutzenergiebedarf eines Gebäudes / Prozesses, die benötigt wird, um ein entsprechendes Temperaturniveau zu halten. Der Nutzenergiebedarf ist unabhängig von der eingesetzten Heiztechnologie.
PtG	Power-to-Gas. Technologie mit der mit Hilfe von Strom synthetische Gase hergestellt werden können. Unter Nutzung von Wasser kann Wasserstoff hergestellt werden. Unter zusätzlicher Nutzung von CO <sub>2</sub> kann Methan produziert werden. Wird erneuerbarer Strom als Energiequelle verwendet, kann von Erneuerbaren Gasen gesprochen werden.
PtL	Power-to-Liquid. Technologie mit der mit Hilfe von Strom unter Einsatz von Wasser und CO <sub>2</sub> synthetische Kraftstoffe hergestellt werden können. Wird erneuerbarer Strom als Energiequelle verwendet, kann von erneuerbaren flüssigen Brennstoffen gesprochen werden.
ReDispatch	Forcierte Anpassung von Erzeugungsleistung zur Vermeidung regionaler Überlastung des Stromübertragungsnetzes
Residuallast	Zeitreihe des Stromverbrauchs unter Abzug des Stromaufkommens und ggf. Flexibilitätslieferanten

<b>Sanierungs- rate</b>	Anteil der Gebäude, die jährlich saniert werden
<b>WEA</b>	Windenergieanlage
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber Strom – verantwortlich für die Infrastruktur des überregionalen Stromnetzes

## 1 Management Summary

Das Ziel dieser Studie ist es, ein vollständiges Bild des Energiesystems der Zukunft im Jahr 2050 in Deutschland zu zeichnen. Dieses soll sich durch kosteneffiziente Treibhausgasneutralität auszeichnen und so eine nachhaltige und umweltverträgliche Energieversorgung sicherstellen. Zu diesem Zweck werden die Entwicklung des Energieaufkommens, der Energieverwendung und der Energieumwandlung untersucht. Der Fokus liegt auf der Frage, in welchen Bereichen und in welchem Umfang der Einsatz von Erneuerbaren Gasen technisch zwingend erforderlich und volkswirtschaftlich vorteilhaft ist. Unter Erneuerbaren Gasen werden im Rahmen dieser Studie Biomethan und aus erneuerbarem Strom synthetisch hergestellte Gase, d.h. Wasserstoff und Methan, verstanden.

Für das Jahr 2050 werden zwei Zielszenarien untersucht, die das Ziel der Treibhausgasneutralität auf unterschiedlichen Pfaden erreichen. Das Szenario *Maximale Elektrifizierung* (siehe Abbildung 1) spiegelt politische Erwägungen wieder, den gesamten Energiemarkt in Deutschland am Strommarkt auszurichten und alle Endkundensektoren soweit möglich zu elektrifizieren.

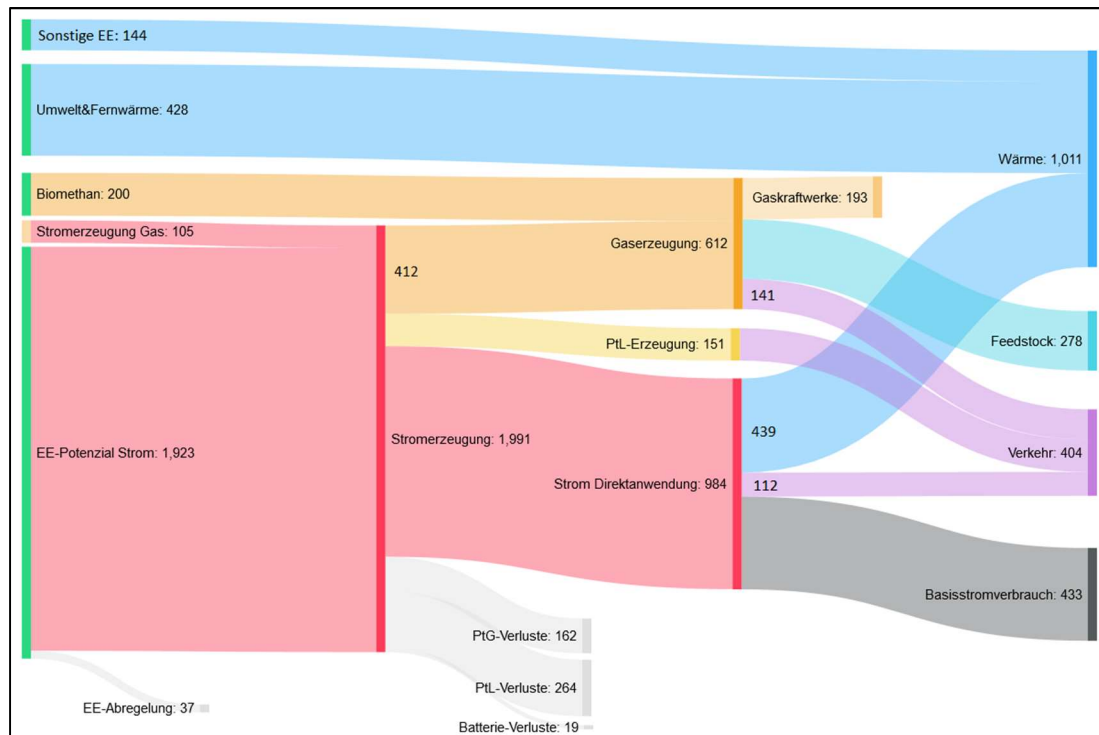


Abbildung 1: Energieaufkommen und Verwendung - Szenario *Maximale Elektrifizierung* im Jahr 2050<sup>1</sup>

Das Szenario *Optimiertes System* (siehe Abbildung 2) hingegen ist im Hinblick auf die Erreichung der Treibhausgasneutralität technologieoffen und es werden auch andere Energieträger im Endkundenbereich zugelassen.

<sup>1</sup> Angaben in H<sub>e</sub>

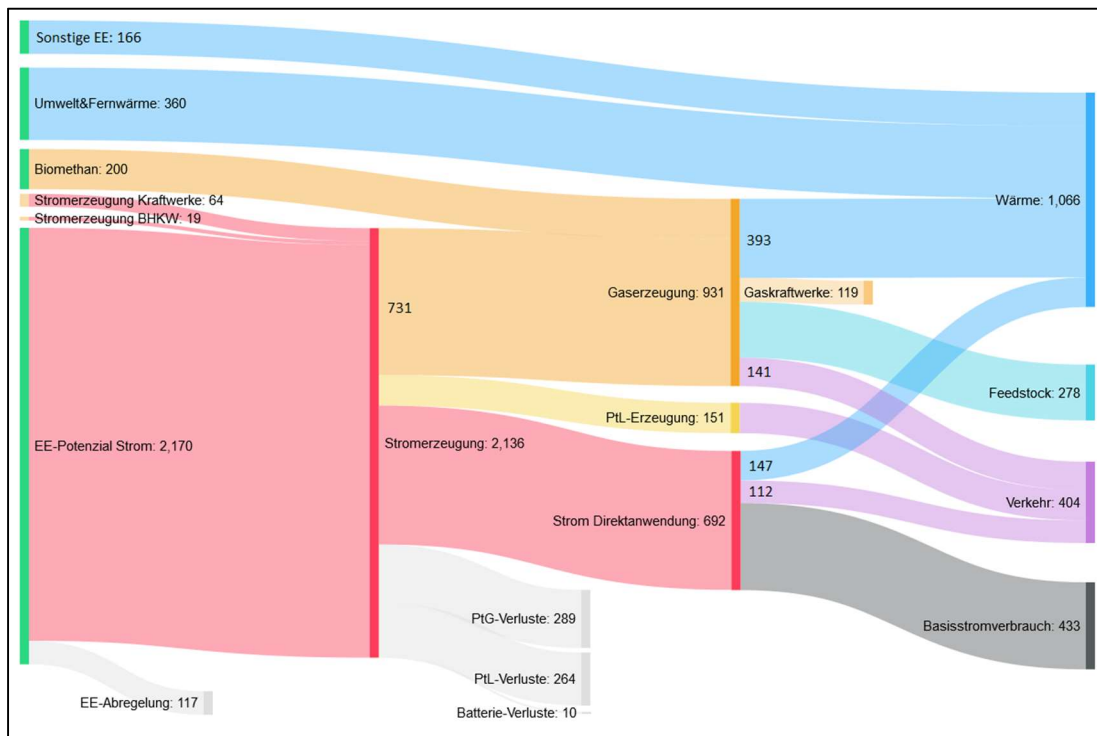


Abbildung 2: Energieaufkommen und Verwendung - Szenario *Optimiertes System* im Jahr 2050<sup>2</sup>

Im Rahmen der Studie werden die Quellen für mehr als 90% der Treibhausgasemissionen in Deutschland untersucht. Dies umfasst die Energieverbrauchssektoren Wärme, Verkehr, Strom und FeedStock. Die Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft sind hingegen nicht Gegenstand der Analysen. Auf diesen Sektor entfallen rund 8% der deutschen Treibhausgasemissionen.

Eine Betrachtung des FeedStock, also des industriellen bzw. stofflichen Einsatzes von Energieträgern in der Industrie, zeigt auf, dass dieser Sektor nur mit synthetisch hergestellten Kohlenwasserstoffketten dekarbonisiert werden kann. Ein direkter Vergleich der Power-to-Liquid- und Power-to-Gas-Technologien belegt, dass die kosteneffizienteste Möglichkeit in der Nutzung Erneuerbarer Gase besteht. In einem Energiesystem, das im Jahr 2050 Treibhausgasneutralität erreicht, werden daher unabhängig von dem untersuchten Szenario rd. 280 TWh an Erneuerbaren Gasen für den FeedStock benötigt.

Im Verkehrssektor zeigt sich ein differenziertes Bild. Werden weiche Faktoren, wie Reichweiten der Fahrzeuge und die Dauer des Ladevorgangs außer Acht gelassen, dann findet eine Dekarbonisierung des individuellen Pkw-Verkehrs auf Basis von Elektromobilen statt. Insbesondere im Luftverkehr muss jedoch auf Erneuerbare Energien zurückgegriffen werden, die mit Hilfe von Power-to-Liquid zuvor in Flüssigkeiten transformiert wurden, weil der Einsatz von erneuerbarem Strom derzeit technisch nicht möglich ist. Zwar ist im Bereich des Schiffsgüterverkehrs eine Elektrifizierung ebenfalls ausgeschlossen, allerdings können hier im Gegensatz zum Luftverkehr Erneuerbare Gase eingesetzt werden. Damit eröffnet sich diesem Verkehrsbereich eine kosteneffizientere Dekarbonisierungsmöglichkeit als mittels Power-to-

<sup>2</sup> Angaben in H<sub>e</sub>

Liquid. Im Verkehrsbereich insgesamt werden deshalb im Jahr 2050, neben erneuerbarem Strom und Flüssigkeiten, auch etwa 140 TWh Erneuerbare Gase eingesetzt.

Auf den Wärmemarkt entfällt im Jahr 2050 fast die Hälfte des Endenergieverbrauchs. Für eine Dekarbonisierung des Verbrauchs stehen grundsätzlich Technologien zur Verfügung, um bestehende Heizungssysteme, die fossile Energieträger verwenden, mit strombasierten Systemen zu ersetzen. Hierbei kämen, neben Elektroheizer, vor allem Strom-Wärmepumpen zum Einsatz. Es zeigt sich jedoch, dass eine maximale Elektrifizierung des Wärmemarktes als ineffizient bezeichnet werden kann. Um das System zu optimieren und damit die volkswirtschaftlichen Kosten zu reduzieren, sollten fast 400 TWh Erneuerbare Gase im Wärmemarkt eingesetzt werden. Mit dem Einsatz von gasbasierten Heizsystemen, anstelle von Strom-basierten Wärmesystemen, können im Szenario *Optimiertes System* im Zeitraum von 2017 bis 2050 Kosten in Höhe von rd. 70 Mrd. € beim Letztverbraucher eingespart werden.

Bei Betrachtung des gesamten Energiesystems zeigt sich, dass die im Jahr 2050 installierte Leistung an Batteriespeichern, die zur Bereitstellung von Flexibilität für die strombasierten Systeme erforderlich ist, im Szenario *Optimiertes System* um 150 GW geringer ausfällt. Der Einsatz von gasbasierten Heizsystemen führt in der Folge zu einem Kostenvorteil von über 80 Mrd. € bis 2050. Weiterhin reduzieren sich die zur Überbrückung von Dunkelflauten benötigten Back-Up-Gaskraftwerke ebenfalls signifikant um mehr als die Hälfte, weil hohe Wärmeverbräuche in den Winterzeiten nicht im Strommarkt gedeckt werden müssen. Anstelle von über 110 GW sind nur noch knapp über 50 GW installierter Gaskraftwerkskapazitäten erforderlich. Dies führt zu einem weiteren Kostenvorteil von fast 100 Mrd. € bis 2050. Diese Einsparungen werden vor allem deshalb möglich, weil Flexibilitätsbedarfe des Energiesystems durch Erneuerbare Gase aus dem Stromsektor in den Gassektor verlagert werden. Dort decken dann die umfangreichen Flexibilitäten der Gasspeicher den Speicherbedarf.

Der größte Kostenvorteil des technologieoffenen Pfades besteht allerdings in einem reduzierten Ausbau des Strom-Übertragungsnetzes. Werden strombasierte Systeme anstelle von gasbasierten Heizsystemen eingesetzt, verdreifacht sich der erforderliche Stromnetzausbau auf der Transportebene, weil die saisonalen Verbrauchsspitzen in den Winterzeiten durch das Stromnetz transportiert werden. Diesen Ausbau erspart die Nutzung der Gasspeicher und Gasnetze zum Transport Erneuerbarer Gase und generiert in der Folge einen Kostenvorteil von rd. 160 Mrd. € bis 2050. Darüber hinaus ergeben sich bei einer Nutzung der vorhandenen Gasinfrastrukturen voraussichtlich auch signifikante Einsparungen auf der Ebene der Stromverteilungsnetze, die im Rahmen dieser Studie aber nicht näher quantifiziert wurden.

Die Analysen der Studie zeigen weiterhin, dass im Szenario *Optimiertes System* im Jahr 2050 ca. 2.170 TWh erneuerbarer Strom produziert werden müssen, um das Ziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen. Dafür werden sowohl im Bereich Wind Onshore als auch im Bereich Photovoltaik-Freiflächen jeweils ca. 2% der Landesflächen zur Installation von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten verwendet. Die EE-Produktion liegt dabei gegenüber einer Dekarbonisierungsstrategie, die auf eine maximale Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs setzt, lediglich um 13% (247 TWh) höher. Dies sind insbesondere Wandlungsverluste, die beim Einsatz von Power-to-Gas entstehen. Es ergeben sich durch den stärkeren Ausbau von Photovoltaik-Freiflächen-Kapazitäten sowie der notwendigen Errichtung zusätzlicher Power-to-Gas-Anlagen zur Erzeugung der erforderlichen Erneuerbaren Gase Mehrkosten für das Szenario *Optimiertes System* in Höhe von rd. 410 Mrd. €.

In Summe über alle betrachteten Segmente des Energieaufkommens, der Energieverwendung und des Energietransportes ergibt sich, dass das Ziel der Treibhausgasneutralität im

Jahr 2050 mittels eines verstärkt auf dem Einsatz Erneuerbarer Gase basierenden Technologiepfades günstiger als bei einer maximalen Elektrifizierung des Energiesystems erreicht werden kann. Dieser Kostenvorteil beträgt 19 Mrd. € bis 2050.

Grundsätzlich wird ein zukünftiges erneuerbares Energiesystem, das im Jahr 2050 Treibhausgasneutralität erreicht, von erheblichen Residuallasten und saisonalen Verbrauchsstrukturen, insb. durch den Wärmeverbrauch geprägt sein. Um die dafür erforderlichen Energiemengen aus den erzeugungsstarken Sommermonaten in den Winter zu verlagern, werden Gasspeicher als erneuerbare Flexibilitätsquelle eine bedeutende Rolle im Energiesystem der Zukunft einnehmen müssen. Selbst in einem maximal elektrifizierten Energiesystem, werden Erneuerbare Gase in Höhe von über 200 TWh zwischen den Jahreszeiten verschoben. Diese Aufgabe ist technologisch nicht von den bekannten Stromspeicher-Technologien (Batterie- und Pumpspeicher) zu erfüllen.

Vor dem Hintergrund der analysierten Einsatzbereiche Erneuerbarer Gase kann festgehalten werden, dass ein Energiesystem im Jahr 2050 nur dann eine Treibhausgasneutralität erreichen kann, wenn Erneuerbare Gase in signifikantem Umfang (*Optimiertes System*: rd. 930 TWh) eingesetzt werden. Erneuerbare Gase können deshalb als ein erforderliches Systemupdate für die Energiewende bezeichnet werden.



## 2 Auftrag, Ziel und Vorgehensweise

Diese Studie wurde von der enervis energy advisors GmbH erarbeitet. enervis ist ein auf die Marktmodellierung spezialisiertes Beratungsunternehmen und verfügt über Modelle des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors, die eine integrierte Betrachtung von Sektorenkopplungsszenarien ermöglichen. enervis wurde durch die Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) und den Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) beauftragt, die Bereiche zu identifizieren, in denen der Einsatz Erneuerbarer Gase (EE-Gase) technisch zwingend erforderlich oder volkswirtschaftlich vorteilhaft ist.

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 16 Mitgliedern repräsentiert INES über 90% der deutschen Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25% aller Gasspeicherkapazitäten in der EU. Zentrale Aufgabe der INES ist es, die öffentliche Wahrnehmung der Beiträge deutscher Gasspeicher zu den energiepolitischen Zielen zu fördern.

Der BWE vereint 20.000 Mitglieder und gehört zu den größten Verbänden der Erneuerbaren Energien. Im Fokus steht die Fortführung der Erfolgsgeschichte der Windenergie in Deutschland.

Das Ziel dieser Studie ist es, ein Bild des Energiesystems der Zukunft in Deutschland zu zeichnen, welches im Jahr 2050 kosteneffizient Treibhausgasneutralität erreicht und so eine umweltverträgliche Energieversorgung gewährleistet. Zu diesem Zweck wird die Entwicklung des Energieaufkommens (Abschnitt 6), der Energieverwendung (Abschnitt 5) und erforderlicher Energiespeicher (Abschnitt 7) im Rahmen von zwei Szenarien (*Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System*) modellbasiert analysiert. Diesen Überlegungen vorangestellt ist eine Übersicht der allgemeinen Prämissen dieser Studie (Abschnitt 3) sowie eine Erläuterung von der Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Technologien (Abschnitt 4).

Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* werden die politischen Erwägungen untersucht, die gesamte Energieversorgung in Deutschland am Strommarkt auszurichten. Darin entwickelt sich Strom schrittweise bis in das Jahr 2050 zum entscheidenden Energieträger.

Das Szenario *Optimiertes System* ist im Hinblick auf die Erreichung der Treibhausgasneutralität technologieoffen. In der Folge werden auch andere Energieträger und Technologien in der Modellierung zugelassen, mit deren Einsatz eine Treibhausgasneutralität erreicht werden kann. Es handelt sich somit um eine Optimierung des Szenarios *Maximale Elektrifizierung* mit dem Ziel, die volkswirtschaftlichen Kosten zu verringern.

Bestandteil der Analyse ist zudem eine Einschätzung des notwendigen Netzausbaus. Es werden Anpassungen in den Stromübertragungsnetzen und Gas-Fernleitungsnetzen identifiziert, die einen Energietransport (Abschnitt 8) entsprechend der betrachteten Szenarien sicherstellen. Mittels einer zonalen Betrachtung des Strom- und Gassektors sowie einer regionalisierten Modellierung von Energieaufkommen und -verwendung, wurde insbesondere der erforderliche Ausbau der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetze im Rahmen dieser Studie abgeschätzt.

Abschließend werden die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der beiden Szenarien miteinander verglichen (Abschnitt 9), um aussagen zu können, welcher Entwicklungspfad auf Basis des aktuellen technologischen Standes und möglicher Technologieentwicklungen am ehesten dazu geeignet ist, eine kosteneffiziente Erreichung der Klimaziele zu gewährleisten.

### 3 Allgemeine Prämissen

Im Rahmen der Studie findet eine integrierte Modellierung der Energieversorgung statt. Im Bereich der Endkundensegmente wurden dafür das enervis-Wärmemarktmodell und das enervis-Verkehrsmodell eingesetzt. Weiterhin wird die Kopplung der einzelnen Segmente mittels des enervis-Strommarktmodells abgebildet und optimiert. Die enervis-Modellandschaft greift auf übergeordnete allgemeine Prämissen zurück, die die grundsätzlichen Rahmenbedingungen der Modellierung vorgeben und für beide Szenarien gleichermaßen gültig sind. Diese Prämissen werden im Folgenden beschrieben. Spezifische Prämissen werden hingegen in den jeweiligen Abschnitten der Studie separat erläutert.

#### Klimaziele und CO<sub>2</sub>-Minderungspfade

Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß ist die wesentliche Zielgröße bei der grundsätzlichen Definition beider Szenarien. In beiden Szenarien erreicht das Energiesystem eine vollständige Treibhausgasneutralität bis 2050. Die Szenarien werden daher im Folgenden auch als „Dekarbonisierungsszenarien“ bezeichnet. Sie folgen damit grundsätzlich den Bekenntnissen des Pariser Klimaschutzabkommens, Treibhausgasneutralität in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts zu erreichen.

Es wird der Verlauf der Transformation des Energiesystems von heute bis 2050 modelliert. Für die Dekarbonisierungsszenarien sind daher weitere Stützstellen als Zwischenziele hinsichtlich der Treibhausgasemissionen zu definieren. Als Orientierungspunkte dienen dafür die Vorgaben des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung<sup>3</sup>. Der Klimaschutzplan zielt bis 2050 zwar auf eine Treibhausgasreduktion von 80-95% ab. Dennoch liefert er für das Jahr 2030 sektorale Ziele, die der sektorscharfen Modellierung eine Orientierung geben. Dafür wurden sie auf die vorgenommene Abgrenzung der Sektoren angepasst (siehe Abbildung 3). Dabei ist zu beachten, dass in dieser Studie der CO<sub>2</sub>-Ausstoß an der Quelle bilanziert wird. Beispielsweise entfallen die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die mit der Stromproduktion verbunden sind auf die „Energiewirtschaft“. Auch dann, wenn der Strom in einer Wärmepumpe im „Wärmesektor“ eingesetzt wird.

2050	<i>Treibhausgasneutralität in allen Sektoren</i>			
2030	<b>≥ 55% Reduktion CO<sub>2,eq</sub> ggü. 1990</b>			
	<b>Energiewirtschaft</b>	<b>Wärmesektor</b>	<b>Verkehr</b>	<b>FeedStock</b>
	~ 61% ggü. 1990	~ 66% ggü. 1990	~ 41% ggü. 1990	~ 50% ggü. 1990

Abbildung 3: Klimaschutzziele im Rahmen der Dekarbonisierungsszenarien

#### Geografischer Fokus

Für das Zieljahr 2050 wird ausschließlich die deutsche Energieversorgung modelliert. Diese Betrachtungsweise bietet die Möglichkeit, die Anforderungen zu beschreiben, die das deut-

<sup>3</sup> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), Klimaschutzplan 2050, November 2016

sche Energiesystem an die Bereitstellung Erneuerbarer Energien und an erforderliche Flexibilität durch Energiespeicher stellt. Es kann in der Folge eine Aussage getroffen werden, welche Technologien sich zur Integration des Gesamtsystems in Deutschland eignen.

Energieimporte und -Exporte finden in der Folge spätestens im Jahr 2050 nicht mehr statt, auch um zu vermeiden, dass Kernenergie oder fossile Strommengen aus dem Ausland der Versorgung Deutschlands dienen. Bis in das Jahr 2050 werden dafür die Importpunkte sukzessive zurückgefahren. Deutschland muss gemeinsam mit den anderen EU-Mitgliedstaaten eine Erreichung der Klimaziele anstreben. Das bedeutet, dass auch andere Staaten nicht mehr auf fossile Energieträger in heutigem Maße zurückgreifen können und vor den gleichen Herausforderungen wie Deutschland stehen werden. In der Folge stünde Deutschland auch keine konventionelle Erzeugung aus dem Ausland mehr zur Verfügung.

Trotz dieser Prämisse ist selbstverständlich von einer zunehmenden Integration des EU-Binnenmarkts auszugehen, der einen länderübergreifenden Energiehandel ermöglicht. Damit sind sehr wahrscheinlich in beiden Szenarien Kostenvorteile verbunden.

### Erneuerbare Energien

Um ein treibhausgasneutrales Energiesystem in Deutschland in beiden Dekarbonisierungsszenarien zu erreichen, muss die Energieverwendung vollständig mit Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Der Studie liegt daher die Prämisse zugrunde, dass der Energiebedarf im Jahr 2050 zu 100% mit Erneuerbaren Energien gedeckt wird. Bis dahin können entsprechend der verbleibenden CO<sub>2</sub>-Budgets noch fossile Brennstoffe eingesetzt werden, um volkswirtschaftliche Kostenvorteile zu nutzen.

### Kohleausstieg:

Ein Kohleausstieg wird in der Modellierung nicht exogen vorgegeben. In den beiden Szenarien ergibt sich aufgrund der im Jahr 2050 zu erreichenden Treibhausgasneutralität modellendogen ein Kohleausstieg im Zeitraum zwischen 2030 und 2040.

### Kernenergie, Carbon Capture and Storage und Carbon Capture and Utilization (CCS/CCU)

Den aktuellen politischen Rahmenbedingungen folgend wird in dieser Studie der Ausstieg aus der Kernenergie gemäß der geltenden Rechtslage vollzogen. Es wird weder auf CCS noch auf CCU zurückgegriffen.

### Volkswirtschaftliche Kosten

Studienübergreifend spielt die Frage nach den volkswirtschaftlichen Kosten der Dekarbonisierung des Energiesystems eine zentrale Rolle. Es wird daher jeweils eine Abschätzung für die beiden Szenarien gegeben, welche volkswirtschaftlichen Kosten im Zeitraum 2017-2050 bei der Transformation des Energiesystems anfallen.

Volkswirtschaftliche Kosten sind definiert als

- Investitions- und fixe Betriebskosten für Endkudentechnologien (z.B. Heizungen, Fahrzeuge)
- Investitions- und fixe Betriebskosten für Energieerzeugungs- und Umwandlungstechnologien (z.B. PV, Wind, Kraftwerkskapazitäten, Power-to-Gas Anlagen)
- Investitionen in Infrastruktur (Stromübertragungs- und Gasfernleistungsnetze, Gasspeicher)
- Variable Kosten für nicht im Rahmen der Investitionskosten berücksichtigte Stoffe (z.B. fossiles Erdgas, Öl, CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für Umwandlung mittels Power-to-Gas).

Nicht als Volkswirtschaftliche Kosten werden berücksichtigt:

- Steuern, Umlagen und Entgelte (z.B. Energiesteuer, Netzentgelte, Konzessionsabgabe)
- Brennstoffkosten für Brennstoffe, deren Kosten bereits durch die Investitionskosten berücksichtigt werden (z.B. mittels Power-to-Gas und Erneuerbarer Energie erzeugtes Gas, Strom aus Erneuerbarer Energieerzeugung)

Es werden stets die absoluten volkswirtschaftlichen Kosten sowie die Differenz der beiden Szenarien ausgewiesen. Bestimmte Kostenpositionen, von denen auszugehen ist, dass sie aufgrund der gesetzten Prämissen in beiden Szenarien gleich sind, werden nicht oder nur vereinfacht ausgewiesen.

Die Berechnung der volkswirtschaftlichen Kosten geschieht wie folgt:

- Summe aller im Zeitraum 2017-2050 angefallenen berücksichtigten variablen Kosten.
- Summe aller im Zeitraum 2017-2050 angefallenen berücksichtigten fixen Betriebskosten für nach 2016 neu installierte Technologien.
- Summe aller im Zeitraum 2017-2050 anfallenden Investitionskosten für neu installierte Technologien.
- Alle Kosten und Preise werden in Realpreisen 2017 angesetzt.

#### Klimatische Bedingungen:

Der Modellierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (insb. Wind und Photovoltaik) und dem Heizwärmebedarf des Wärmesektors liegt ein mittleres Wind-, Solar- und Temperaturjahr zugrunde. Die Modellierung der Windeinspeisung basiert auf einer Datenbasis in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung, um die stündliche Struktur der Einspeisung aus Windenergie abzubilden. Das zur Berechnung verwendete Windjahr kann als repräsentativ bezeichnet werden, weil sich die Windgeschwindigkeiten sowohl in ihrer regionalen Verteilung als auch in ihrer saisonalen Struktur sehr stark am langjährigen Mittel eines 20-jährigen Betrachtungszeitraums orientieren. Um das jeweilige regionale Windportfolio abzubilden, sind Daten sowohl für den Onshore- als auch den Offshore Bereich in einer engmaschigen regionalen Auflösung von 3x3km sowie in einer hohen vertikalen Auflösung zur Abbildung der unterschiedlichen Nabenhöhen von Windenergieanlagen notwendig.

Hinsichtlich der Modellierung des Heizwärmebedarfes im Wärmemarkt zeichnet sich das Temperaturjahr dadurch aus, dass die verbrauchte Jahresmenge der eines mittleren Temperaturjahres entspricht. Im Januar und Februar weisen die Verbrauchsstrukturen allerdings zwei kalte Perioden auf, wodurch Lastspitzen bei der Wärmenachfrage berücksichtigt werden, die für die Auslegung von Infrastruktureinrichtungen relevant sind.

#### Bevölkerungsentwicklung:

Die Bevölkerungsentwicklung ist eine zentrale Größe hinsichtlich der Modellierung des absoluten Energiebedarfes auf Endkundenebene im Wärme-, Verkehrs- und Stromsektor. Diese Studie stützt sich in beiden Szenarien auf die Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes<sup>4</sup> bis 2050. In Abbildung 4 ist die unterstellte Bevölkerungsentwicklung bis 2050 dargestellt. Deutschlandweit steigt die Bevölkerungszahl auf nahezu 83 Mio. Einwohner bis Anfang der 20er Jahre und fällt anschließend bis 2050 auf etwa 76 Mio. Einwohner ab.

---

<sup>4</sup> Statistisches Bundesamt, Ergebnisse der 13. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Variante 2

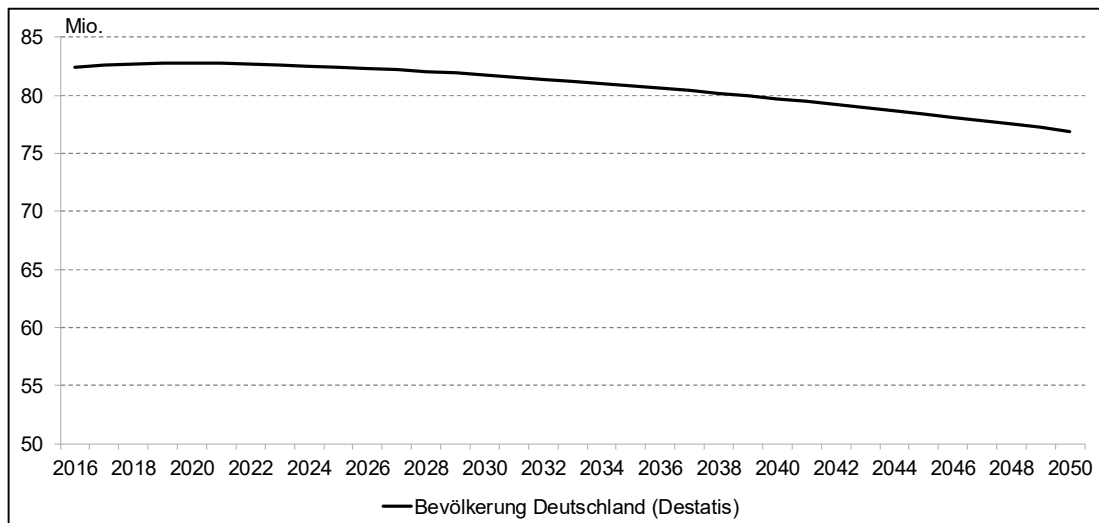


Abbildung 4: Angenommene deutschlandweite Bevölkerungsentwicklung bis 2050

Die Modellierung im Rahmen dieser Studie findet auf regionaler Ebene statt. Zur Regionalisierung der Bevölkerungsentwicklung wird die gemeindescharfe Bevölkerungsvorausberechnung der Bertelsmann Stiftung<sup>5</sup> verwandt. Daraus abgeleitete relative Entwicklungen der einzelnen Gemeinden zueinander, werden mit der deutschlandweiten Prognose des Statistischen Bundesamtes kombiniert, um eine konsistente Bevölkerungsprognose auf Gemeindeebene bis 2050 abzuleiten. Die sich ergebende granulare Auflösung der Bevölkerungsentwicklung ist in Abbildung 5 beispielhaft für die Jahre 2015 und 2050 dargestellt.

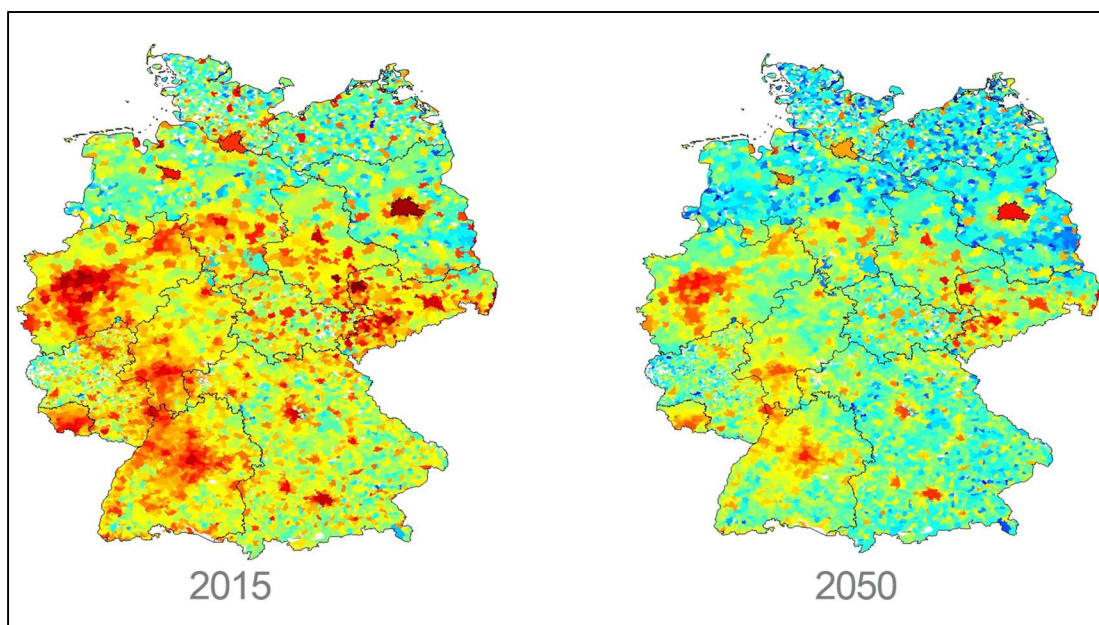


Abbildung 5: Entwicklung der Bevölkerung auf Gemeindeebene 2015 und 2050

<sup>5</sup> Bertelsmann Stiftung, Abruf der Bevölkerung über [wegweiser-kommune.de](http://wegweiser-kommune.de) im April 2017

### Bruttoinlandsprodukt:

Die wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands wird mittels des Bruttoinlandsproduktes abgebildet. Wir orientieren uns an der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts der Energierferenzprognose<sup>6</sup>. In Abbildung 6 ist die unterstellte Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts dargestellt. Die Energierferenzprognose unterstellt ein jährliches Wirtschaftswachstum von ca. 1%.

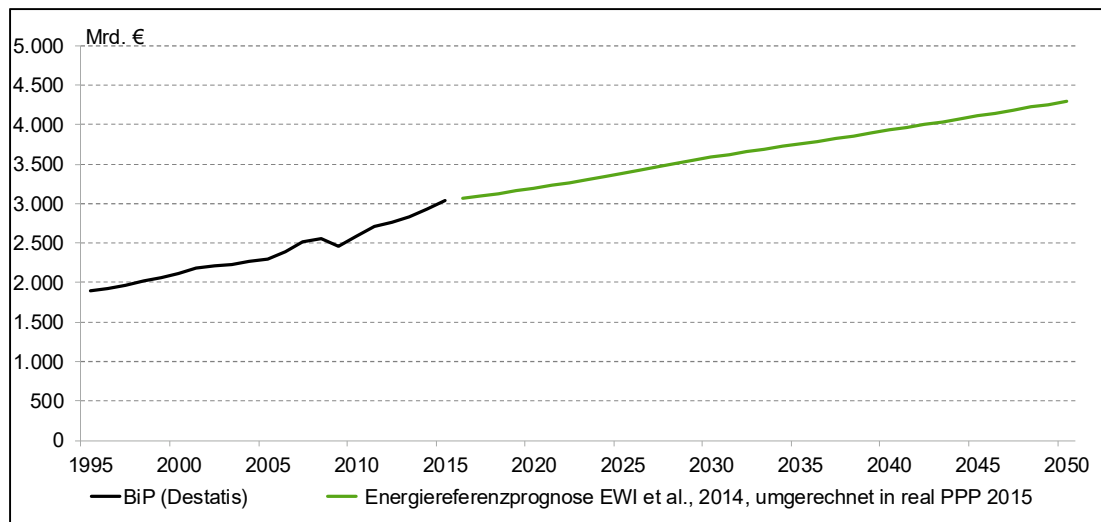


Abbildung 6: Unterstellte Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts bis 2050

### Brennstoffpreise:

Die Modelle der enervis optimieren wirtschaftliche Zusammenhänge. Hierfür verwenden die Modelle verschiedene Brennstoffpreise, die z.B. dazu dienen, Endkundenpreise zu bestimmen. Die unterstellten Brennstoffpreise sind in Abbildung 7 dargestellt.

<sup>6</sup> Energierferenzprognose, Prognos/EWI/GWS für das BMWi 2014

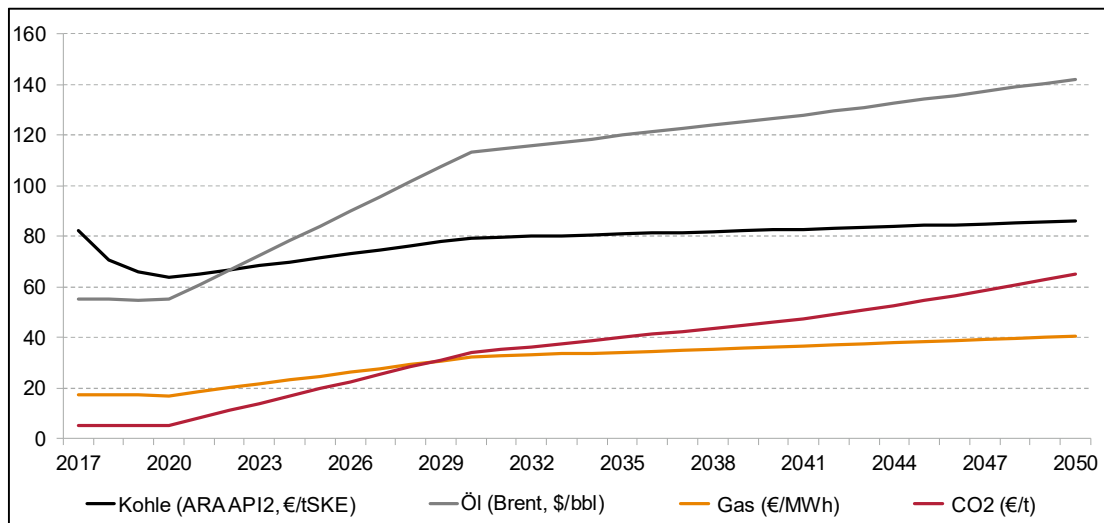


Abbildung 7: Brennstoffpreisentwicklung bis 2050

In Tabelle 1 sind die Annahmen bzgl. der unterstellten Brennstoffpreise dargestellt.

2017-2020	Mittlere Terminmarktnotierung 1.1.-30.4.2017
2021-2029	Interpolation
2030-2040	World Energy Outlook 2016 New policies scenario
2040-2050	jährliche Steigerung um durchschnittlichen Anstieg der letzten 10 Jahre

Tabelle 1: Basisquellen der Brennstoffpreisentwicklung bis 2050

Als Basis dienen die Brennstoffpreisentwicklungen des „New Policies Scenario“ des World Energy Outlook 2016 (WEO). Die Prognosen des WEO sind im Zeitraum bis Ende 2020 mit Terminmarktpreisen des Großhandelsmarktes kombiniert. Anschließend findet eine Interpolation zu dem „New Policies Scenario“ des WEO statt. Jenseits der Reichweite des „New Policies Scenario“ wird eine mittlere jährliche Steigerung angenommen.

## 4 Power-to-Gas und Power-to-Liquids

### Kurzfassung des Abschnitts

Als Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquid (PtL) werden Technologien bezeichnet, die es erlauben Erneuerbaren Strom in die Aggregatzustände gasförmig und flüssig zu transformieren. Mit Erneuerbaren Gasen oder Flüssigkeiten können Energieträger in bestehenden Systemen substituiert werden, die einen fossilen Ursprung haben (Erdgas, Kerosin, Benzin, Diesel). Zur kosteneffizienten Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 ist abzuwägen, inwieweit es vorteilhafter ist, erneuerbaren Strom direkt oder in gasförmiger oder flüssiger Form im Endkundenmarkt einzusetzen.

Eine der zentralen Herausforderungen zur Erreichung der Klimaziele bis 2050 ist es, die volatile Erzeugung Erneuerbarer Technologien mit der Struktur der Energieverwendung in Einklang zu bringen. Bereits etablierte Technologien zur Speicherung, wie z. B. Batterien oder Pumpspeicher, können zwar einen Beitrag leisten, eignen sich jedoch nach heutigem Kenntnisstand nur für die kurz- bis mittelfristige Speicherung von Strommengen. Eine langfristige Speicherung wäre mit diesen Technologien kaum zu bewerkstelligen. Gasspeicher in Verbindung mit Power-to-Gas (PtG) können hingegen als Langfristspeicher von Energiemengen dienen, indem der Erneuerbare Strom in Gas transformiert und gespeichert wird. Bestehende Pilotprojekte belegen die technische Funktionsfähigkeit der Technologie. Ebenso wie die Power-to-Liquid-Technologie (PtL) hat PtG allerdings noch keine Wirtschaftlichkeit erreicht.

Im nachfolgenden werden die wesentlichen Eigenschaften von PtG und PtL beschrieben und die Prämissen erläutert, die beiden Szenarien gleichermaßen zugrunde gelegt werden.

### 4.1 Power-to-Gas

Die Power-to-Gas Technologie erlaubt es, die Sektoren Strom und Gas zu koppeln, indem Strom in synthetische Gase umgewandelt wird. Die Produktion synthetischer Gase kann in Wasserstoffproduktion (Option 1 in Abbildung 8) und Methanproduktion (Option 2-4 in Abbildung 8) unterschieden werden.

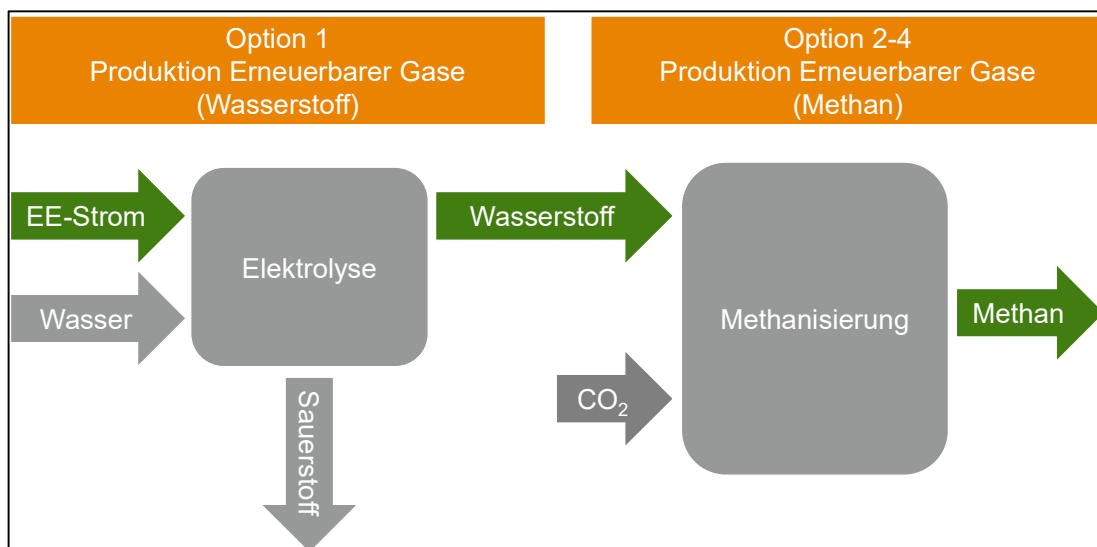


Abbildung 8: Schematische Darstellung der Wasserstoff- und Methanproduktion mittels PtG



Die Produktion von Wasserstoff basiert auf zwei Einsatzstoffen: Strom und Wasser. Zur synthetischen Herstellung von Methan ist Wasserstoff als Eingangsstoff erforderlich. Die Weiterverarbeitung des Wasserstoffes in Methan erfolgt über die zusätzliche Verwendung von Kohlenstoff in Form von CO<sub>2</sub>. Die verschiedenen Optionen der Methanproduktion beziehen sich auf unterschiedliche Methoden der CO<sub>2</sub>-Gewinnung.

Die Option 2 beinhaltet die Nutzung von CO<sub>2</sub>, welches bei der Produktion von Biogas oder Klärgas anfällt. Die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> aus Biogas oder Klärgas wird im Rahmen dieser Studie als kostenneutral bewertet. Der Umfang des Einsatzes von Option 2 ist im Jahr 2050 auf 6 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> beschränkt.

Im Rahmen von Option 3 wird das CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft gewonnen. Dies ist die teuerste Option und es werden CO<sub>2</sub>-Kosten in Höhe von 200 € pro Tonne im Jahr 2030 angenommen. Diese Kosten sinken bis 2050 schrittweise auf 100 € pro Tonne.

Weiterhin existiert eine vierte Option. Diese basiert auf CO<sub>2</sub>, das bei der Verbrennung von Methanmengen der Option 2 und 3 emittiert wird. Es wird allerdings angenommen, dass nur 50% des ausgestoßenen CO<sub>2</sub> zurückgewonnen werden kann. Der CO<sub>2</sub>-Preis von Option 4 wird als halb so groß wie bei Option 3 angenommen.

Für das Jahr 2050 wird ein maximaler Wasserstoffgehalt im Gasnetz von 10% angenommen. Dies beschränkt den Umfang der Anwendbarkeit von Option 1, d.h. die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff. Derzeit beträgt der maximale Wasserstoffgehalt des Gasnetzes gemäß technischem Regelwerk zwischen 2% und 5%. Es ist aber davon auszugehen, dass dieser Wert bis 2050 ansteigt.

Eine detaillierte Übersicht zu den getroffenen Annahmen hinsichtlich Investitionskosten, Wirkungsgraden und Kosten der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung enthält Abbildung 9.

	Ausgangsprodukt	CO <sub>2</sub> -Quelle	Investitionskosten in [€/kWh]			Wirkungsgrad [% in Bezug auf Ho, Brennwert, exkl. CC]			Zusatzkosten für CO <sub>2</sub> (inkl. Energie) [€/t]			Fixe Betriebskosten % Invest p.a.	Lebensdauer a	Nutzungspotenzial
			2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050			
Option 1	Wasserstoff	-	430	398	365	70%	75%	80%	0	0	0	2%	25	Max. 10 % Konzentration im Erdgasnetz 2050
Option 2	Methan	Biogas, Klärgas etc.	614	568	521	67%	71%	76%	0	0	0	2%	25	Aus Biomasseprämissen, Größenordnung: CO <sub>2</sub> Angebot von Biogas / Klärgas in 2050 nach UBA ca. 6 Mio t in 2050
Option 3	Methan	Luft	614	568	521	67%	71%	76%	200	150	100	2%	25	Unlimitiert
Option 4	Methan	Verbrennung von Option 2 + 3	614	568	521	67%	71%	76%	100	75	50	2%	25	50 % der Mengen von 2 + 3
Quelle			[1]	[1]	[1]	[1]			In Anlehnung an [4]			[4]	[4]	[7]
			Faktor 70 % aus [1]			5 Prozent Abschlag für Methansynthese			In Anlehnung an [6,4,5]			[4]	[4]	[4]
			Faktor 70 % aus [1]			[1]						[4]	[4]	[X]
			Faktor 70 % aus [1]									[4]	[4]	[X]

Abbildung 9: Power-to-Gas Annahmen<sup>7</sup>

Sofern der Strom zur synthetischen Herstellung von Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energiequellen stammt, können synthetische Gase neben Biomethan als Erneuerbare

<sup>7</sup> Quellen: [1]: FENES, OTH Regensburg, 2015, "Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland"; [2]: Universität Linz, 2014, "Abschlussbericht Technioökonomische Studie von PTG Konzepten"; [3]: FENES, IWES, 2014, "Stromspeicher in der Energiewende"; [4]: Öko-Institut, 2016, "Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich"; [5]: UBA, 2014, "Treibhausgasneutrales Deutschland"; [6]: Goerne, 2009, "CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung (CCS) in Deutschland"; [7]: Prof. Dr.-Ing. Martin Dehli, 2014, "Power-to-Gas: Speicherung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in der Erdgasinfrastruktur"; [X]: enervis, 2017, Eigene Annahme. Weiterhin wird für PtG-Anlagen ein WACC von 7,1% angenommen.

Gase bezeichnet werden. Dies gilt auch für synthetisch hergestelltes Methan, weil die Treibhausgasneutralität über den Stoffkreislauf sichergestellt ist. Bei Verbrennung wird lediglich die Menge CO<sub>2</sub> freigesetzt, die zuvor bei der Herstellung des Methans auch gebunden wurde.

Die Nutzung erneuerbarer Strommengen zur Herstellung synthetischer Gase eröffnet die Möglichkeit, Sektoren indirekt mit erneuerbarem Strom zu dekarbonisieren, in denen ein direkter Einsatz nicht möglich ist. Darüber hinaus ist über die Nutzung der PtG-Technologie der Zugriff auf die existierenden Gasinfrastrukturen möglich. Dies sind z.B. die in Deutschland bereits bestehenden Gasspeicher, Gasnetze oder Gaskraftwerke sowie gasbasierte Verbrauchsgeräte beim Endkunden.

## 4.2 Power-to-Liquid

Bei der PtG-Technologie wird mittels Elektrolyse aus Wasser und Strom Wasserstoff hergestellt. Während dieser Wasserstoff in Kombination mit CO<sub>2</sub> bei PtG für die Produktion von Methan genutzt wird, werden die gleichen Bestandteile (Wasserstoff und CO<sub>2</sub>) bei der Power-to-Liquid-Technologie für die Herstellung von flüssigen Kraftstoffen (Kerosin, Diesel, Benzin) genutzt. Analog zu PtG entstehen bei PtL, durch die Verwendung Erneuerbarer Energien zur Bereitstellung der notwendigen Strommengen, erneuerbare liquide Brennstoffe (EE-Kerosin, etc.). Das hauptsächlich zur Anwendung kommende sog. Fischer-Tropsch-Verfahren erlaubt es jedoch nicht, nur einen der drei Kraftstoffarten separat herzustellen. Es entsteht immer ein Gemisch, das zu höchstens 50% aus Kerosin und zu jeweils ca. 25% aus Diesel und Benzin<sup>8</sup> besteht. Abbildung 10 stellt die Prozessschritte schematisch dar.

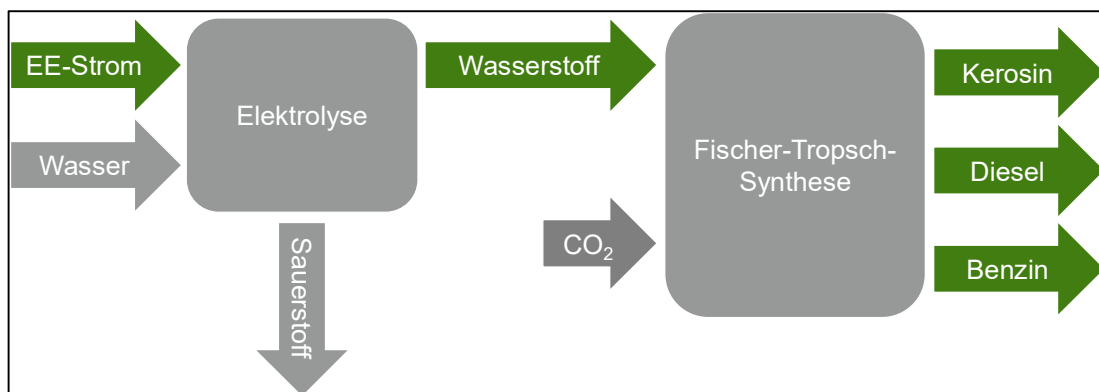


Abbildung 10: Schematische Darstellung der Produktion flüssiger Kraftstoffe

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird PtL nur in Segmenten zur Dekarbonisierung verwendet, in denen nach heutigem Kenntnisstand eine Elektrifizierung oder die Nutzung Erneuerbarer Gase keine Alternative darstellen. Dies betrifft in erster Linie das für den Luftverkehr benötigte Kerosin. Da bei der Produktion von Kerosin über das Fischer-Tropsch-Verfahren prozessbedingt auch Benzin und Diesel erzeugt werden, steht dem übrigen Verkehrssektor EE-Diesel und EE-Benzin in dem Maße zur Verfügung, wie EE-Kerosin für eine Dekarbonisierung des Luftverkehrs erzeugt werden muss.

<sup>8</sup> Senden, M., M., G., Shell Research Technology Center Amsterdam; Jacometti, J., Shell International Petroleum Company Ltd; Saw Choo Boon, Shell MDS (Malaysia): Shell Middle Distillate Syntheses: The Process, its products and commercial plant experience; 1996 Gasification Technologies Conference, October 2-4, 1996, Mark Hopkins

PtG ist im Grundsatz PtL immer vorzuziehen, weil PtL sehr hohe Investitionskosten aufweist und über deutlich niedrigere Wirkungsgrade verfügt. Die Investitionskosten der PtL-Anlagen sind mehr als doppelt so hoch im Vergleich zu PtG, siehe Abbildung 10.

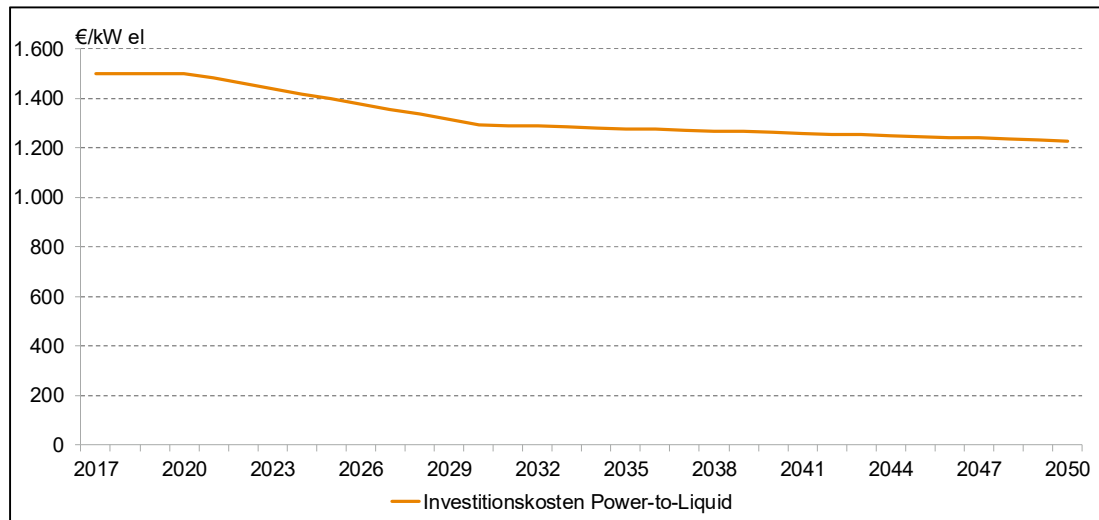


Abbildung 11: Unterstellte Entwicklung der Power-to-Liquid Investitionskosten<sup>9</sup>

Im Hinblick auf die Wirkungsgrade kann im Status Quo für PtL-Anlagen von einem Wert von 44%<sup>10</sup> ausgegangen werden. Dieser wird voraussichtlich bis in das Jahr 2050 nur leicht auf 45% ansteigen. PtG hingegen verfügt bereits heute über signifikant höhere Wirkungsgrade.

<sup>9</sup> Ludwig-Bölkow-Systemtechnik: Renewables in Transport 2050, 2016

<sup>10</sup> H<sub>u</sub>

## 5 Energieverwendung

Im Rahmen dieser Studie wurden die wesentlichen Sektoren des Energieverbrauches in Deutschland berücksichtigt und im zeitlichen Verlauf von heute bis 2050 modelliert. Eine Beschreibung der Sektoren, der Projektionen bis 2050, zugrundeliegender Prämissen sowie die Ergebnisse der Modellierung für die betrachteten Szenarien werden in diesem Abschnitt beschrieben.

### 5.1 Der Wärmesektor

#### Kurzfassung des Abschnitts

Der Wärmesektor umfasst die Erzeugung von Raumwärme, die Trinkwassererwärmung sowie die Bereitstellung von Prozesswärme und ist einer der größten Energiemärkte Deutschlands. Aufgrund von Effizienzgewinnen bei Gebäuden und Technologien sowie einem angenommenen Bevölkerungsrückgang ergibt sich in beiden Szenarien ein Rückgang des Endenergieverbrauches um 23% auf rd. 1.000 TWh im Jahr 2050.

Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* ergibt sich eine weitgehende Bereitstellung der benötigten Wärme durch strombasierte Systeme (Strom-Wärmepumpen und Elektroheizer). Diese decken im Zieljahr 2050 rund 80% des benötigten Endenergiebedarfes. Der verbleibende Bedarf wird über alternative Erneuerbare Energien gedeckt.

Im Szenario *Optimiertes System* ergibt sich hingegen aus einer systemkostenbasierten Optimierung die Bereitstellung von 35% der benötigten Endenergie durch gasbasierte Systeme im Zieljahr 2050. Diese werden mit Erneuerbarem Gas befeuert. Weitere 41% werden durch strombasierte Systeme gedeckt. Dabei kommen fast ausschließlich Strom-Wärmepumpen zum Einsatz. Auf Elektroheizer wird hingegen fast vollständig verzichtet.

In Summe ergibt sich über die Jahre von 2017 bis 2050 unter Berücksichtigung von Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten ein gesamtwirtschaftlicher Kostenvorteil in Höhe von rd. 60 Mrd. € für das Szenario *Optimiertes System* im Vergleich mit dem Szenario *Maximale Elektrifizierung*.

Der Wärmesektor umfasst die Erzeugung von Raumwärme, die Trinkwassererwärmung sowie die Bereitstellung von Prozesswärme. Mit einem Volumen von rd. 1.300 bis 1.400 TWh pro Jahr ist der Wärmemarkt einer der größten Energiemärkte in Deutschland und spielt daher eine zentrale Rolle für das Erreichen der Klimaziele. Er gliedert sich in die Segmente Haushalte, Industrie sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Weiterhin werden die Anwendungsbereiche Raumwärme, Trinkwassererwärmung und Prozesswärme differenziert.

In Abbildung 12 ist die historische Entwicklung des Wärmemarktes je Segment dargestellt. Wir richten uns dabei nach der Vorgehensweise der AG Energiebilanzen bei der Erstellung der Energiebilanzen für das Bundeswirtschaftsministerium und beziehen uns in der Darstellung des Wärmesektors stets auf den Heizwert<sup>11</sup> ( $H_u$ ). Teilweise findet in anderen Abschnit-

---

<sup>11</sup> Vgl. BMWi, 2017, Zahlen und Fakten Energiedaten, <http://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.

ten dieser Studie zur Zusammenfassung von Ergebnissen für das Zieljahr 2050 eine Umrechnung auf den Brennwert ( $H_o$ ) statt.<sup>12</sup> Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass das Haushaltssegment rd. 45% des Endenergieverbrauches des Wärmemarktes umfasst, das Industriegesamt rd. 38% und das GHD-Segment die restlichen 17%.

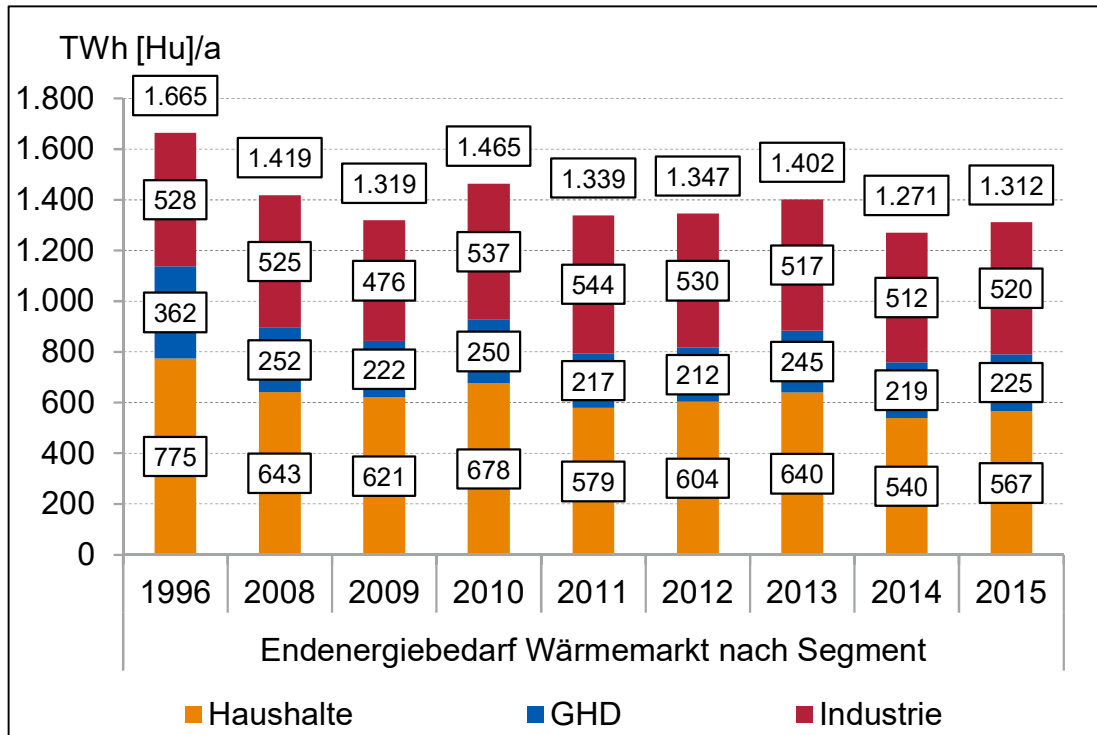


Abbildung 12: Endenergieverbrauch des Wärmemarktes nach Segmenten<sup>13</sup>

Weiterhin ist in Abbildung 13 die historische Entwicklung des Wärmemarktes nach Anwendungsbereich dargestellt. Ungefähr 50% des Endenergieverbrauches entfallen auf den Raumwärmebereich, 10% auf die Trinkwassererwärmung und 40% auf die Prozesswärme. Die ersten beiden Anwendungsbereiche sind im Wesentlichen für die Segmente Haushalte und GHD relevant, während die Prozesswärme das Industriegesamt dominiert. Der Wärmemarkt lässt sich also grob in einen stark temperaturabhängigen Raumwärmebereich (Haushalte und GHD) und einen temperaturunabhängigen, aber durch die wirtschaftliche Aktivität dominierten Prozesswärmebereich (Industrie) unterteilen.

<sup>12</sup> Im Zieljahr 2050 betrifft diese Umrechnung Erneuerbares Gas in Erdgasqualität (1 MWh[ $H_o$ ] = 0,9 MWh[ $H_u$ ]) sowie Holz/Pellets (1 MWh[ $H_o$ ] = 0,94 MWh[ $H_u$ ]).

<sup>13</sup> BMWi, 2017, Zahlen und Fakten Energiedaten, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Alle Angaben in Hu.

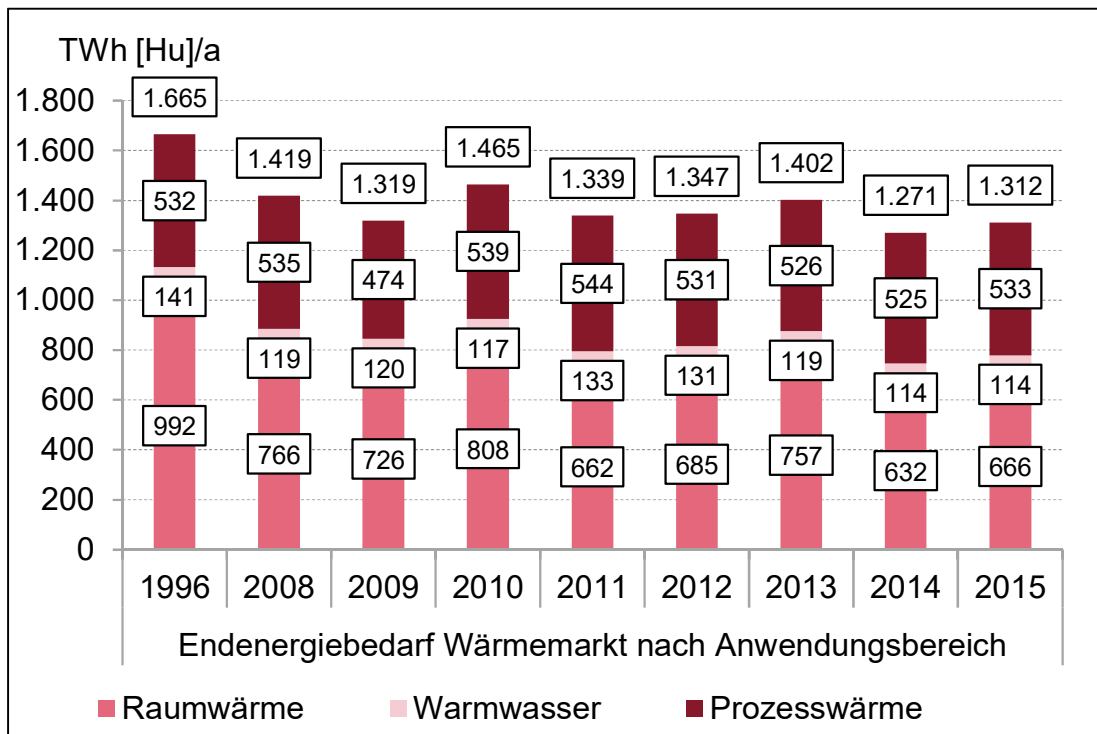


Abbildung 13: Endenergieverbrauch des Wärmemarktes nach Anwendungsbereichen<sup>14</sup>

Der für die vorliegende Studie zentrale Betrachtungsgegenstand ist die Modellierung des Wärmemarktes bis 2050 hinsichtlich der eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologie sowie des Endenergiebedarfes, d.h. der zum Einsatz kommenden Energieträger. Dies geschieht für die betrachteten Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* unter Verwendung des enervis-Wärmemarktmodells. Dabei handelt es sich um ein regionalisiertes bottom-up Modell, das für die einzelnen Segmente des Wärmemarktes auf Kreisebene den Wärmebedarf und die eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologien bis 2050 modelliert.

Veränderungen des Energieträgermix im Wärmemarkt werden in einem zweistufigen Prozess modelliert, siehe Abbildung 14.

<sup>14</sup> BMWi, 2017, Zahlen und Fakten Energiedaten, <http://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Alle Angaben in Hu.

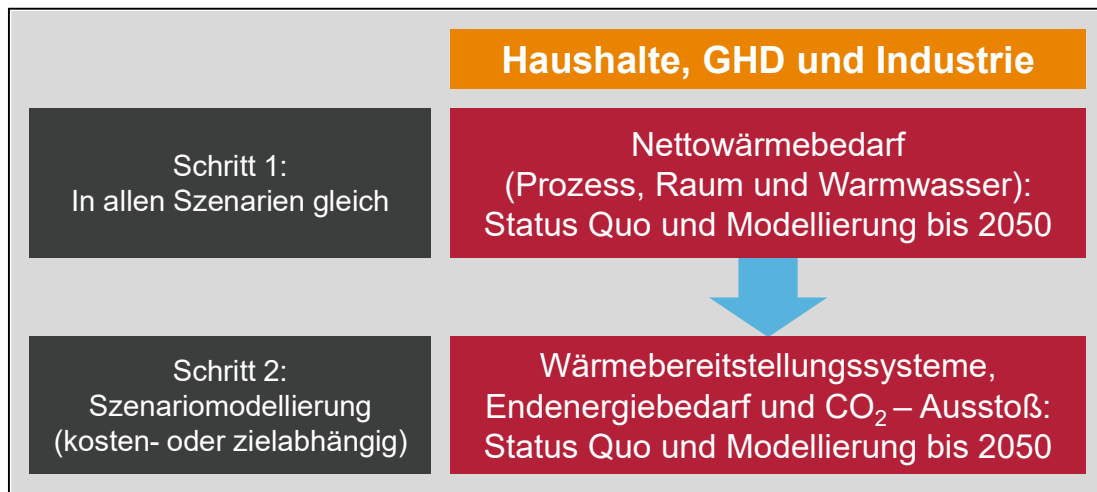


Abbildung 14: Allgemeine Vorgehensweise Modellierung des Wärmemarktes

Zunächst wird die Entwicklung des Nettowärmebedarfes basierend auf szenariounabhängigen Prämissen abgeleitet, siehe Abschnitt 5.1.1. Der Nettowärmebedarf beschreibt die notwendige Wärmeenergie, um Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zu decken. Er hängt nicht von der Art der eingesetzten Technologien oder des eingesetzten Energieträgers ab. In einem zweiten Schritt, siehe Abschnitt 5.1.2, wird die Entwicklung der eingesetzten Wärmebereitstellungssysteme modelliert, wobei szenariospezifisch verschiedene Möglichkeiten der Dekarbonisierung berücksichtigt werden. Die sich daraus ergebenden zentralen Ergebnisse hinsichtlich des Endenergiebedarfes in den Szenarien bis 2050 werden in Abschnitt 5.1.3 beschrieben. Abschnitt 5.1.4 enthält die aus der Modellierung des Wärmemarktes resultierenden volkswirtschaftlichen Gesamtkosten und Abschnitt 5.1.5 den sich im Zieljahr 2050 ergebenden strukturierten Strom- und Gasbedarf auf Tagesbasis.

## 5.1.1 Bedarfsentwicklung

Abbildung 15 enthält eine Übersicht der Vorgehensweise zur Modellierung des Nettowärmebedarfes. Diese wird im Folgenden für die einzelnen Segmente beschrieben, siehe Abschnitt 5.1.1.1 (Haushalte) und 5.1.1.2 (GHD und Industrie). Zentrale, segmentunabhängige Prämissen, die einen Einfluss auf die Modellierung haben, sind die Prognose der Bevölkerungsentwicklung sowie des BIP. Die entsprechenden Annahmen wurden in Abschnitt 3 erläutert.

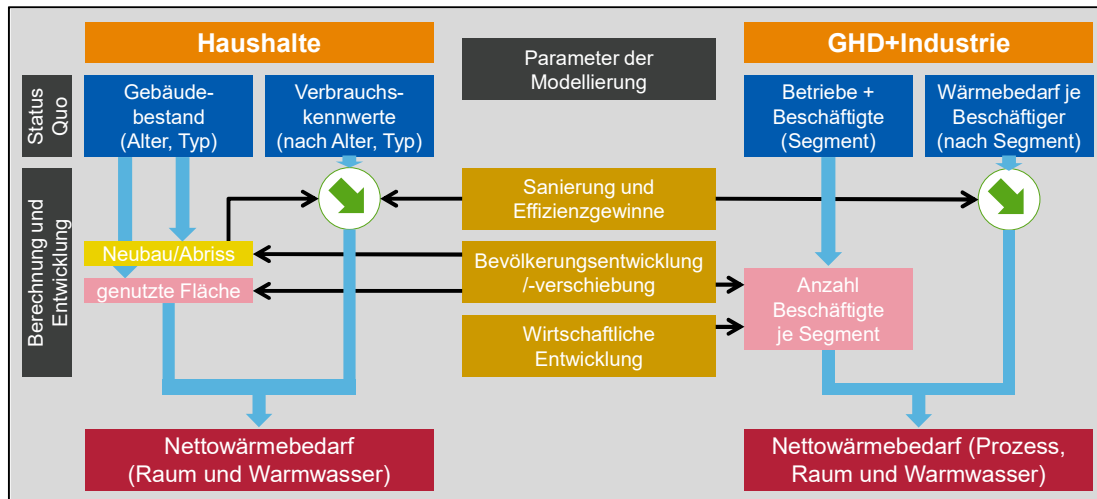


Abbildung 15: Vorgehensweise Modellierung Nettowärmebedarf<sup>15</sup>

### 5.1.1.1 Haushaltssegment

Der komplette Bestand an bewohnten Gebäuden ist modellseitig in regionalisierter Auflösung hinterlegt, unterschieden nach Baujahr, Gebäudetyp und Sanierungsgrad. Hinsichtlich der Unterteilung des Gebäudebestandes nach Gebäudetyp und Baujahr, orientieren wir uns an den vom Statistischen Bundesamt getroffenen Definitionen<sup>16</sup>. Es sind folgende Gebäudetypen hinterlegt: Einfamilienhaus (EFH), Doppelhaushälfte (DHH), Reihenhaus (RH) und zwei verschiedene Typen von Mehrfamilienhäusern (MFH I + MFH II)<sup>17</sup>. Basierend auf den Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes ist im Wärmemarktmodell die Gebäudestruktur je Gemeinde zzgl. Anzahl bewohnter Wohnungen und der bewohnten Wohnfläche abgebildet. Diese Struktur wird im Rahmen der Modellierung bis in das Jahr 2050 fortgeschrieben.

Dabei kommt es in Abhängigkeit von der Bevölkerungsprognose zu Abrissen oder Neubauten von Gebäuden in einzelnen Regionen, je nach Anstieg oder Rückgang der Bevölkerung. Im Rahmen des enervis-Wärmemarktmodells werden in einer Region Gebäude „abgerissen“, wenn ein Leerstand von 2% in dieser Region überschritten wird, d.h. wenn ein entsprechender Bevölkerungsabgang zu verzeichnen ist. Kommt es in einer Region zu einem Bevölkerungszuwachs, werden zunächst leerstehende Gebäude „bezogen“. Unterschreitet

<sup>15</sup> Prozesswärme im Bereich Haushalte ist im Wesentlichen durch Strom für Kochzwecke gegeben und wird im Rahmen des enervis-Strommarktmodells berücksichtigt.

<sup>16</sup> Datenbasis bilden die Ergebnisse des Zensus 2011 [<https://www.zensus2011.de>] sowie entsprechende Fortschreibungen des Statistischen Bundesamtes.

<sup>17</sup> MFH I umfasst Häuser mit 3-6 Wohnungen, MFH II Häuser mit mehr als 6 Wohnungen. Hinsichtlich der berücksichtigten Baualterklassen, siehe z.B. Abbildung 16.



der Leerstand in dieser Region 2%, so werden neue Gebäude gebaut. Beim Neubau werden regionale Besonderheiten berücksichtigt, so werden in Ballungsräumen verstärkt Mehrfamilienhäuser gebaut, in ländlichen Regionen Einfamilienhäuser.

Weiterhin wird je Region ein bevölkerungsunabhängiger Gebäudeaustausch unterstellt, da es auch unabhängig von der Bevölkerung zu einem gewissen Maß an Bautätigkeit kommt. Dazu werden jedes Jahr 0,05% des Gebäudebestands in einer Region „abgerissen“ und durch Neubauten ersetzt<sup>18</sup>. Es werden bevorzugt alte, unsanierte und nicht-denkmalgeschützte Gebäude abgerissen. Der Ersatz von Gebäuden erfolgt innerhalb der Gebäudeklasse.

Die energetische Gebäudesanierung ist im Modell berücksichtigt. Da es derzeit keine einheitliche Definition der Sanierungsrate gibt und auch die Bundesregierung im Mai 2016<sup>19</sup> nicht über eine solche verfügte, wird die Sanierungsrate im Modell als vollständige Sanierung abgebildet. Effizienzgewinne durch Austausch des Heizungssystems werden dabei nicht im Rahmen der Sanierung berücksichtigt, sondern gesondert in der zweiten Stufe des Modells (siehe Abschnitt 5.1.2). Die Sanierungsraten lagen in den vergangenen Jahren bei etwa 1%<sup>20</sup>. Der Gebäudebestand wird demnach etwa einmal alle 100 Jahre vollständig saniert. Welche Sanierungstiefe erreicht wird, ist in Abwesenheit einer Definition unklar. Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Sanierungsraten deutlich zu steigern (Grundsatz „Efficiency First“). Gemäß verschiedener durch die Bundesregierung in Auftrag gegebener Studien<sup>21</sup> soll die Sanierungsrate auf 2-3% gesteigert werden. Ein Wert von 3% erscheint aus heutiger Sicht unrealistisch. In dieser Studie wird daher eine mittlere Sanierungsrate von 2% angenommen. Da jeweils von Komplettsanierungen ausgegangen wird, wird eine hohe Sanierungstiefe erreicht. Von der Sanierung ausgenommen sind denkmalgeschützte Gebäude. Dies betrifft rd. 3,5% des deutschen Gebäudebestands<sup>22</sup> mit Baujahr vor 1948. Weiterhin werden im Modell je Gebäudetyp und Altersklasse verschiedene Sanierungsraten angenommen. Nachfolgende Abbildung enthält beispielhaft die für Einfamilienhäuser unterstellten Sanierungsraten.

---

<sup>18</sup> Die Gebäudeaustauschquote von 0,05%/a wurde basierend auf Daten des Statistischen Bundesamtes abgeleitet (Anteil des Minimums aus Abgang und Zubau von Wohnfläche an der gesamten Wohnfläche).

<sup>19</sup> Deutscher Bundestag 18. Wahlperiode, 2016, Drucksache 18/8488

<sup>20</sup> Dena, 2012, Der dena-Gebäudereport 2012; HWWI, 2012, HWWI Insights 4|2012 - Klimaschutzpotenziale im Hauswärmesektor

<sup>21</sup> Fraunhofer IBP, 2013, Energetische Gebäudesanierung in Deutschland; BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050

<sup>22</sup> BEI/IWU, 2010, Datenbasis Gebäudebestand

Baujahr	2012 - 2017	2018 - 2023	2024 - 2029	2030 - 2035	2036 - 2041	2042 - 2047	2048 - 2050
vor 1918	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
1918 - 1948	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
1949 - 1978	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
1979 - 1986	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
1987 - 1990	2,00%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
1991 - 1995	2,00%	2,00%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
1996 - 2000	1,00%	2,00%	2,00%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
2001 - 2004	0,00%	1,00%	2,00%	2,00%	2,50%	2,50%	2,50%
2005 - 2008	0,00%	0,00%	1,00%	2,00%	2,00%	2,50%	2,50%
2009 - 2012	0,00%	0,00%	0,00%	1,00%	2,00%	2,00%	2,50%
2012 - 2017		0,00%	0,00%	0,00%	1,00%	2,00%	2,00%
2018 - 2023			0,00%	0,00%	0,00%	1,00%	2,00%
2024 - 2029				0,00%	0,00%	0,00%	1,00%
2030 - 2035					0,00%	0,00%	0,00%
2036 - 2041						0,00%	0,00%
2042 - 2047							0,00%
2048 - 2050							

Abbildung 16: Sanierungsraten am Beispiel von Einfamilienhäuser<sup>23</sup>

Im Haushaltssegment ist die zentrale Betrachtungsgröße der Verbrauchskennwert. Dieser gibt in kWh/m<sup>2</sup> an, welcher Nettowärmebedarf für ein bestimmtes Gebäude (unterschieden nach Baujahr, Gebäudetyp und Sanierungsgrad und unabhängig vom Heizsystem) je Quadratmeter bewohnter Wohnfläche zur Verfügung gestellt werden muss. Energieverbrauchskennwerte sowie der aktuelle Sanierungsgrad wurden je Gebäudetyp und Altersklasse, basierend auf verschiedenen Quellen, erhoben und im Modell hinterlegt<sup>24</sup>. Weiterhin müssen im Rahmen der Modellierung Annahmen hinsichtlich zu erwartender Effizienzgewinne im Neubau sowie bei Sanierungen des Bestandes getroffen werden<sup>25</sup>. Veränderungen im Gebäudebestand ziehen eine Veränderung der mittleren Verbrauchskennwerte nach sich, da Gebäude mit vergleichsweise hohem Wärmebedarf abgerissen werden und für die Neubauten Effizienzgewinne und somit ein geringerer Wärmebedarf unterstellt werden kann. In Abbildung 17 sind beispielhaft die getroffenen Annahmen für Einfamilienhäuser dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass Neubauten pro Jahr um 2% effizienter werden und im Jahr 2050 einen Zielwert von 37 kWh/m<sup>2</sup> erreichen. Die Sanierungsgewinne bei Bestandsgebäuden erhöhen sich pro Jahr um 1%. Weiterhin werden ab einem bestimmten Zeitpunkt im Modell neu gebaute Gebäude ebenfalls saniert. Hier ist der Sanierungsgewinn maximal 5% schlechter als ein Neubau im jeweiligen Jahr der Sanierung.

<sup>23</sup> Zur Verteilung innerhalb der Altersklassen siehe z.B. Dena, 2012, Der dena-Gebäudereport 2012

<sup>24</sup> Wir orientieren uns an IWU, 2015, Deutsche Wohngebäudetypologie und Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e.V., 2011, Wohnungsbau in Deutschland - 2011

<sup>25</sup> Siehe z.B. Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e.V., 2011, Wohnungsbau in Deutschland - 2011. Weiterhin werden aktuelle Vorgaben der EnEV sowie Zielvorgaben für die Zukunft der Bundesregierung berücksichtigt.

Beispiel: Energieverbrauchskennwerte Einfamilienhaus						
Baujahr	Saniert	Unsanert	saniert in [2012-2017]	saniert in [2018-2023]	saniert in [20xx-20yy]	saniert in [2048-2050]
vor 1918	211 kWh/m <sup>2</sup>	285 kWh/m <sup>2</sup>	200 kWh/m <sup>2</sup>	190 kWh/m <sup>2</sup>	... kWh/m <sup>2</sup>	147 kWh/m <sup>2</sup>
1919 - 1948	173 kWh/m <sup>2</sup>	234 kWh/m <sup>2</sup>	164 kWh/m <sup>2</sup>	156 kWh/m <sup>2</sup>	... kWh/m <sup>2</sup>	121 kWh/m <sup>2</sup>
1949 - 1978	190 kWh/m <sup>2</sup>	259 kWh/m <sup>2</sup>	180 kWh/m <sup>2</sup>	171 kWh/m <sup>2</sup>	1%/a Sanierungsgewinn Altbauten	132 kWh/m <sup>2</sup>
1979 - 1986	110 kWh/m <sup>2</sup>	146 kWh/m <sup>2</sup>	104 kWh/m <sup>2</sup>	99 kWh/m <sup>2</sup>		77 kWh/m <sup>2</sup>
1987 - 1990	126 kWh/m <sup>2</sup>	167 kWh/m <sup>2</sup>	119 kWh/m <sup>2</sup>	114 kWh/m <sup>2</sup>	...	88 kWh/m <sup>2</sup>
1991 - 1995	126 kWh/m <sup>2</sup>	167 kWh/m <sup>2</sup>	119 kWh/m <sup>2</sup>	114 kWh/m <sup>2</sup>	...	88 kWh/m <sup>2</sup>
1996 - 2000	84 kWh/m <sup>2</sup>	113 kWh/m <sup>2</sup>	80 kWh/m <sup>2</sup>	76 kWh/m <sup>2</sup>	...	59 kWh/m <sup>2</sup>
2001 - 2004	79 kWh/m <sup>2</sup>	85 kWh/m <sup>2</sup>	75 kWh/m <sup>2</sup>	71 kWh/m <sup>2</sup>	...	55 kWh/m <sup>2</sup>
2005 - 2008	79 kWh/m <sup>2</sup>	85 kWh/m <sup>2</sup>	75 kWh/m <sup>2</sup>	71 kWh/m <sup>2</sup>	...	55 kWh/m <sup>2</sup>
2009 - 2012		77 kWh/m <sup>2</sup>	72 kWh/m <sup>2</sup>	65 kWh/m <sup>2</sup>	...	38 kWh/m <sup>2</sup>
2013 - 2017	2%/a Neubau- gewinn	69 kWh/m <sup>2</sup>		65 kWh/m <sup>2</sup>	...	38 kWh/m <sup>2</sup>
2018 - 2023		62 kWh/m <sup>2</sup>		...	...	38 kWh/m <sup>2</sup>
2024 - 2029		56 kWh/m <sup>2</sup>			...	38 kWh/m <sup>2</sup>
2030 - 2035		50 kWh/m <sup>2</sup>		Sanierung max. 5% schlechter als Neubau im Sanierungsjahr	...	38 kWh/m <sup>2</sup>
2036 - 2041		45 kWh/m <sup>2</sup>			...	38 kWh/m <sup>2</sup>
2042 - 2047		41 kWh/m <sup>2</sup>				38 kWh/m <sup>2</sup>
2048 - 2050		37 kWh/m <sup>2</sup>				

Abbildung 17: Entwicklung der Energieverbrauchskennwerte am Beispiel der EFH-Gebäudeklasse

Schließlich ergibt sich je Modellierungsjahr aus der Bevölkerung einer Region die bewohnte Wohnfläche je Gebäudetyp. In Kombination mit den entsprechenden gebäudespezifischen Verbrauchskennwerten kann so für jedes Jahr bis 2050 der Nettowärmebedarf berechnet werden.

#### 5.1.1.2 Segmente GHD und Industrie

In den Segmenten GHD und Industrie ist die zentrale Betrachtungsgröße der Wärmebedarf je Beschäftigter (vergleichbar mit dem Verbrauchskennwert im Haushaltssegment). Dieser gibt in kWh pro Beschäftigten an, welcher Nettowärmebedarf (unterschieden nach Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) für einen zu einem bestimmten Wirtschaftssegment gehörenden Betrieb je Beschäftigtem zur Verfügung gestellt werden muss. Dementsprechend ist modellseitig kreisscharf die Anzahl der Betriebe und Beschäftigte je Wirtschaftssegment hinterlegt. Als Orientierung dient die Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2008 des statistischen Bundesamtes. Im GHD-Segment werden folgende Betriebsarten<sup>26</sup> unterschieden:

- Baugewerbe
- Produzierendes Kleingewerbe
- Landwirtschaft
- Handel
- Beherbergung und Gaststätten
- Gesundheitswesen und Unterricht
- Büroähnliche und Sonstige

Hinsichtlich der Ermittlung des Wärmebedarfes pro Beschäftigter je Wirtschaftszweig stützen wir uns auf im Rahmen der Erstellung der Energieanwendungsbilanzen erstellte Studien<sup>27</sup>. Diese erlauben es, den einzelnen Wirtschaftszweigen einen mittleren spezifischen Wärmebedarf je Beschäftigtem zuzuordnen. In Abbildung 18 sind die im Modell hinterlegten Werte

<sup>26</sup> Die Anzahl Betriebe sowie die zugehörigen Beschäftigten werden aus regionalisierten Daten des Statistischen Bundesamtes zu Betriebs- und Beschäftigtenzahlen sowie Betriebsgrößenklassen abgeleitet, vgl. <https://www.regionalstatistik.de>.

<sup>27</sup> IfE, 2016, Erstellen der Anwendungsbilanzen 2013 bis 2017 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD); I-REES/GfK/Fraunhofer ISI/IfE, 2015, Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013

für den Status Quo, d.h. das Basisjahr 2017, unterteilt nach Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme dargestellt.

Wärmebedarf GHD - Spezifischer Nettowärmebedarf / Beschäftigter			
	Raumwärme	Warmwasser	Prozesswärme
Segment	Status Quo	Status Quo	Status Quo
<b>Baugewerbe</b>	3,4 MWh	0,3 MWh	0,0 MWh
<b>Produzierendes Kleingewerbe</b>	3,6 MWh	0,5 MWh	2,0 MWh
<b>Landwirtschaft</b>	14,3 MWh	3,7 MWh	5,3 MWh
<b>Handel</b>	5,9 MWh	0,4 MWh	0,2 MWh
<b>Beherbergung, Gaststätten</b>	7,6 MWh	1,0 MWh	2,7 MWh
<b>Gesundheitswesen, Unterricht</b>	7,9 MWh	1,0 MWh	2,0 MWh
<b>Büroähnlich, sonstige</b>	4,5 MWh	0,3 MWh	0,1 MWh

Abbildung 18: Kennwerte Nettowärmebedarf GHD-Segment

Im Rahmen der Modellierung bis 2050 wird je Anwendungsbereich unterschiedlich vorgegangen. Effizienzgewinne im Raumwärmebereich werden proportional zu mittleren Effizienzgewinnen für größere Mehrfamilienhäuser im Haushaltsbereich angenommen, vgl. Abschnitt 5.1.1.1. Weiterhin wird der Warmwasserbedarf je Beschäftigter konstant gelassen. Im Prozesswärmebereich unterstellen wir schließlich einen aus historischen Daten abgeleiteten mittleren Effizienzgewinn pro Jahr. Dieser bezieht sich auf Effizienzgewinne, die unabhängig von Effizienzgewinnen der Heizungstechnologien sind. Letztere werden separat betrachtet, siehe Abschnitt 5.1.2. In Summe wird ein mittlerer jährlicher Effizienzgewinn von 0,65% pro Jahr angenommen<sup>28</sup>.

Die Vorgehensweise im Industriesegment ist analog der Vorgehensweise im GHD-Segment. Nachfolgende Abbildung enthält die betrachteten Wirtschaftszweige sowie den zugehörigen spezifischen Wärmebedarf je Beschäftigter. Weiterhin unterstellen wir einen heizungssystemunabhängigen mittleren Effizienzgewinn im Prozesswärmebereich von 0,2% pro Jahr<sup>29</sup>.

<sup>28</sup> Wir stützen uns bei dieser Analyse auf historische Daten aus AGEb, Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland, <http://www.ag-energiebilanzen.de/38-0-Effizienzindikatoren.html> und Fraunhofer ISI, 2014, Monitoring of the "Energiewende" – Energy Efficiency Indicators for Germany.

<sup>29</sup> Siehe neben den in Fußnote 28 genannten Quellen auch BMWi, 2014, 3. Nationaler Energieeffizienz- Aktionsplan (NEEAP) 2014 der Bundesrepublik Deutschland.

Wärmebedarf Industrie - Spezifischer Nettowärmebedarf / Beschäftigter			
	Raumwärme	Warmwasser	Prozesswärme
Segment	Status Quo		
<b>Gew. V. Steinen u. Erden, Bergbau</b>	3,8 MWh	0,4 MWh	33 MWh
<b>Ernährung und Tabak</b>	8,4 MWh	0,7 MWh	60 MWh
<b>Papiergewerbe</b>	8,3 MWh	0,6 MWh	288 MWh
<b>Chemische Industrie</b>	7,1 MWh	0,7 MWh	241 MWh
<b>Gummi- u. Kunststoffwaren</b>	8,7 MWh	0,7 MWh	13 MWh
<b>Ver. v. Steinen u. Erden/Glas/Keramik</b>	7,9 MWh	0,5 MWh	289 MWh
<b>Metallerzeugung - und Bearbeitung</b>	8,7 MWh	0,6 MWh	158 MWh
<b>Maschinenbau</b>	7,4 MWh	0,8 MWh	2 MWh
<b>Fahrzeugbau</b>	8,2 MWh	0,7 MWh	9 MWh
<b>Sonstige Wirtschaftszweige</b>	7,2 MWh	0,7 MWh	14 MWh

Abbildung 19: Kennwerte Nettowärmebedarf Industrie<sup>30</sup>

Die Anzahl Betriebe und Beschäftigte im GHD- und Industriesegment wird wiederum basierend auf den regionalisierten Bevölkerungsprognosen bis 2050 je Region entwickelt, wodurch es in einzelnen Regionen zum Rückgang oder zum Anstieg wirtschaftlicher Aktivität kommen kann. Aus der so berechneten Entwicklung der Anzahl Beschäftigter in Kombination mit dem dargestellten Wärmebedarf je Beschäftigtem, ergibt sich schließlich je Wirtschaftssegment und Region der Nettowärmebedarf.

<sup>30</sup> Als Datenbasis zur Ableitung der gezeigten Wert dient [Fraunhofer ISI, 2016, Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012].

### 5.1.1.3 Zusammenfassung und Ergebnisse Nettowärmebedarf

Tabelle 2 enthält eine Übersicht über die der Modellierung des Nettowärmebedarfes zugrundeliegenden Parameter, die in den vorherigen Abschnitten beschrieben wurden.

<b>Bevölkerungsentwicklung/ BIP</b>	Bevölkerungsfortschreibung bis 2030 (Bertelsmann Stiftung) bis 2050 (Destatis) Prognose (Energierferenzprognose EWI et al.)
<b>Gebäude Sanierung + Effizienz</b>	Annahme von Sanierungsraten zwischen 1,00%-2,50% (Rd. 2%). Effizienzanstieg Sanierung orientiert sich an Annahmen zu Effizienzanstieg im Neubau
<b>Gebäude: Verbrauchskennwerte</b>	Grundannahmen zu Kennwerten von Typgebäuden (unsaniert, saniert) nach Baujahr. Annahmen zu Verbesserungen im Neubau basierend auf Status Quo und regionalen Vorgaben
<b>Haushalte: Gebäude- und Heizungsbestand</b>	Ableitung basierend auf Daten des Statistischen Bundesamtes (Zensus und Mikrozensus)
<b>Gebäude: Neubau + Abriss</b>	Erneuerungsrate von 0,05 % zzgl. Effekt im Abriss/Zubau aus der Bevölkerungsentwicklung
<b>GHD + Industrie: Betriebe + Beschäftigte</b>	Ableitung Anzahl Beschäftigter und Betriebe basierend auf Daten des Statistischen Bundesamtes
<b>GHD + Industrie: Wärmebedarf</b>	Ableitung Wärmebedarf/Beschäftigter und Wirtschaftszweig basierend auf öffentlich verfügbaren Studien
<b>GHD Effizienzgewinne</b>	Berücksichtigung eines Effizienzgewinns im Prozessbereich von 0,65 % pro Jahr (BIP bereinigt). Effizienzsteigerung Raumwärme orientiert sich an mittleren Verbrauchskennwerten Haushalte (Mehrfamilienhäuser)
<b>Industrie: Effizienzgewinne</b>	Berücksichtigung eines Effizienzgewinns im Prozessbereich von 0,20 % pro Jahr (BIP bereinigt). Effizienzsteigerung Raumwärme orientiert sich an mittleren Verbrauchskennwerten Haushalte (Mehrfamilienhäuser)

Tabelle 2: Übersicht allgemeine Parameter Wärmemarkmodellierung

In Abbildung 20 ist die Entwicklung des Nettowärmebedarfs in den Segmenten Haushalte, GHD und Industrie dargestellt, wie sie sich aus dem enervis-Wärmemarktmodell ergibt.

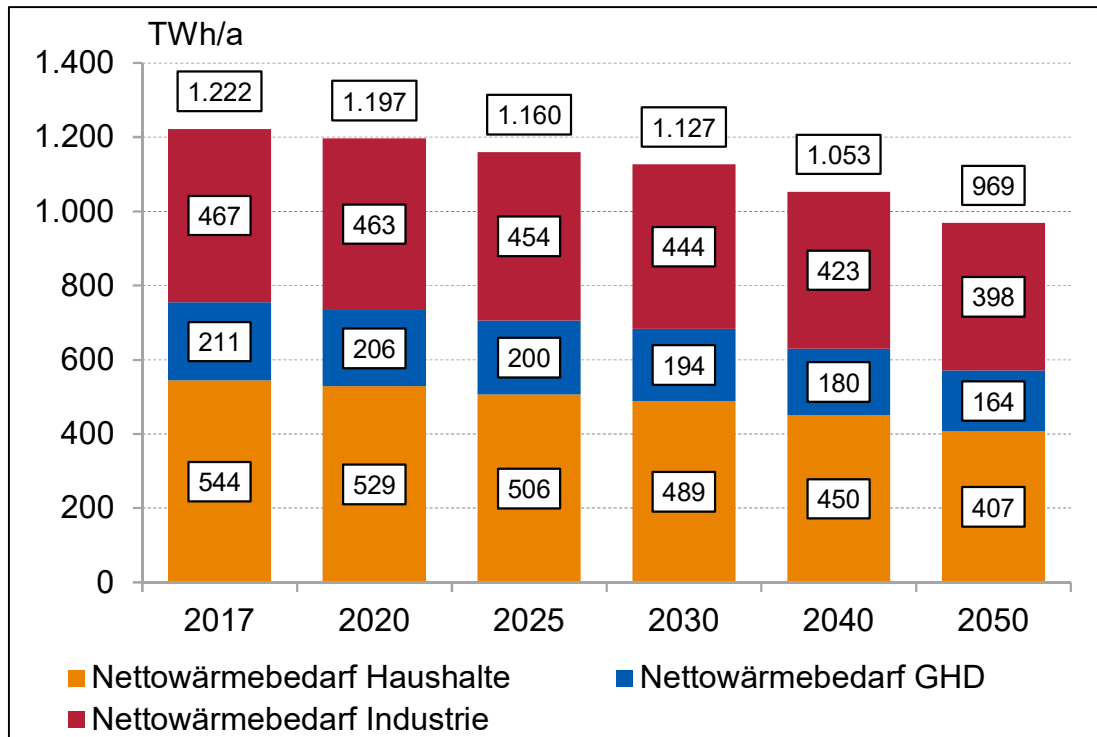


Abbildung 20: Ergebnisse Entwicklung Nettowärmebedarf in allen Szenarien

Die Entwicklung des Nettowärmebedarfs ist für die Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* identisch, d.h. es werden die gleichen Effizienzanstrengungen unterstellt. Auf Basis der Prämissen lässt sich bis 2050 ein Rückgang des Wärmebedarfes von 21% gegenüber 2017 prognostizieren. Den größten Anteil an dem Rückgang haben die Segmente Haushalte und GHD mit 25% bzw. 22%. Dies ergibt sich vor allem aus Effizienzsteigerungen im Gebäudesektor. Im Segment Industrie kommt es zu einem Rückgang von 15%, der sich aus Effizienzgewinnen in industriellen Produktionsprozessen sowie einer aufgrund des unterstellten Bevölkerungsrückgangs zurückgehenden Anzahl an Beschäftigten ergibt. Dieser fällt im Grundsatz höher als 15% aus, wird jedoch teilweise durch das angenommene Wirtschaftswachstum kompensiert.

### 5.1.2 Möglichkeiten der Dekarbonisierung

Die Modellierung der verwendeten Wärmeerzeugungstechnologien setzt auf der Modellierung des Nettowärmebedarfes auf, vgl. vorheriger Abschnitt. Im Rahmen dieser Studie wird für beide Szenarien die gleiche Entwicklung des Nettowärmebedarfes unterstellt. Hinsichtlich der Technologieauswahl und der zum Einsatz kommenden Energieträger, findet eine Differenzierung nach Szenario statt. Da der Endenergiebedarf abhängig von der gewählten Technologie ist, unterscheidet sich dieser in der Folge auch zwischen den Szenarien.

Bei den Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimales System* handelt es sich um Zielszenarien, d.h. es existieren modellexogene Vorgaben, um die im Rahmen dieser Studie angestrebte Dekarbonisierung des Wärmemarktes bis 2050 zu erreichen. Hier dienen die in Abbildung 3 dargestellten sektorspezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele für den Wärmemarkt als Leitgröße. Beiden Szenarien sind gemeinsam, dass die Erfüllung der Minderungsziele durch eine schrittweise Bevorzugung CO<sub>2</sub>-freier Technologien, wie z.B. Wärmepumpen, Biomasse oder Direktheizern, sichergestellt wird.

Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* kommen Erneuerbare Gase nicht oder nicht in nennenswertem Umfang zum Einsatz und alle derzeit fossilen Technologien werden schrittweise vollständig elektrifiziert. Als primäre Technologieoptionen zur Dekarbonisierung verbleiben Strom-Wärmepumpen, Biomasse, Fernwärme und Elektroheizer.

Im Szenario *Optimales System* werden hingegen zusätzliche Sektorenkopplungstechnologien zugelassen. Dies geschieht unter der Voraussetzung, dass gasbasierte Systeme in Bereichen eingesetzt werden, in denen volkswirtschaftliche Kostenvorteile zu erwarten sind. Dies sind insbesondere Anwendungen im Prozessbereich, die ein Temperaturniveau benötigen, das durch Strom-Wärmepumpen nicht mehr erreicht werden kann und im Szenario *Maximale Elektrifizierung* daher durch Direktheizer bedient wird. Weiterhin ist insbesondere bei alten, schlecht gedämmten Gebäuden im Raumwärmebereich ein Rückgang der Effizienz von Wärmepumpen zu beobachten, der ihren Einsatz als nicht mehr wirtschaftlich erscheinen lassen kann. Auch hier kommen daher gasbasierte Systeme zum Einsatz. Die benötigten Gasmengen in diesem Szenario werden durch den Einsatz von Power-to-Gas-Technologien bereitgestellt, um die Erfüllung der Dekarbonisierungsziele weiterhin zu gewährleisten. Es wird also Erneuerbares Gas aus Erneuerbarem Strom synthetisiert.

Abbildung 21 fasst die beschriebene Vorgehensweise für die Szenarien zusammen.



Abbildung 21: Szenarienausgestaltung des Wärmemarktes

Hinsichtlich der Modellierung der Wärmeerzeugungstechnologien, ist innerhalb des Wärmemarktmodells eine regionalisierte Verteilung der zur Anwendung kommenden Technologien und verwandten Energieträger im Status Quo hinterlegt (z.B. Gas, Öl, Fernwärme, Strom-Wärmepumpen etc.). Für jede Gemeinde bzw. jeden Kreis ist der Anteil, den die einzelnen



Technologien an der Wärmebereitstellung haben, als Aufsatzpunkt der Modellierung vorhanden.

Im Haushaltssegment wird dazu nach Gebäudetyp und Baujahr differenziert<sup>31</sup>. Im Status Quo kommen am häufigsten gas-, öl-, oder fernwärmebasierte Systeme vor. Systeme mit einer geringeren Häufigkeit (z.B. Nachtspeicher, Pellets, Wärmepumpen, Kohle) werden ebenfalls berücksichtigt, ebenso wie Kombinationen mit sekundären Technologien (z.B. Solarthermie). Weiterhin wird – wo nötig – eine Differenzierung nach Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung vorgenommen. Die Herleitung dieser initialen Verteilung basiert auf einer umfangreichen Literaturrecherche, der Verwendung durch die statistischen Ämter erhobenen Daten sowie Informationen hinsichtlich der Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses<sup>32</sup>. Weiterhin wurde für alle Bestandssysteme zur Ermittlung des Endenergiebedarfes ein mittlerer thermischer Wirkungsgrad bestimmt<sup>33</sup>.

In den Segmenten GHD und Industrie ist die Datenbasis im Vergleich zum Haushaltssegment eingeschränkt. Zur regionalisierten Technologieverteilung im Status Quo wird daher auf Informationen hinsichtlich der verwendeten Brennstoffe (und damit indirekt Technologie) je Wirtschaftszweig<sup>34</sup> zurückgegriffen. Diese Informationen werden durch die regionale Verfügbarkeit von Fernwärme<sup>35</sup> und Gasnetzen<sup>36</sup> ergänzt. Im Segment Industrie sind zusätzlich länderspezifische industrielle Energiebilanzen<sup>37</sup> sowie der kreisscharfe industrielle Energieverbrauch<sup>38</sup> als Datenbasis vorhanden. Diese Informationen werden in geeigneter Weise kombiniert, um eine initiale Technologieverteilung in den Segmenten GHD und Industrie je Kreis und Wirtschaftszweig abzuleiten.

Ausgehend von diesem Aufsatzpunkt im Status Quo, wird die Entwicklung des Technologieparks bis 2050 modelliert. Dazu werden alle im Status Quo vorhandenen Technologien mit einer Lebensdauer zwischen 15 und 20 Jahren versehen und gleichmäßig im Zeitraum von 2017 bis 2036 ausgetauscht und durch neue Systeme ersetzt. Der Einsatz neuer Systeme erfolgt ebenfalls bei Neubau eines Gebäudes im Haushaltssegment oder einer Betriebsgründung in den Segmenten GHD und Industrie. Bei der Entscheidung, welches neue System einzubauen ist, wird im Rahmen des Modells eine Vollkostenentscheidung aus Endkundensicht getroffen. Dazu wurden zunächst segmentbezogene Technologiedefinitionen mit zugehörigen Investitionskosten und der Entwicklung der Wärmeeffizienz (thermischer Nutzungsgrad) getroffen, siehe Abschnitte 5.1.2.1 und 5.1.2.2. Weiterhin werden Annahmen hinsichtlich der Endkunden-Brennstoffpreise getroffen, siehe Tabelle 3.

---

<sup>31</sup> Es wird jedem Gebäude eine bestimmte Technologie zugeordnet.

<sup>32</sup> Die Technologieverteilung auf regionaler Ebene wurde aus der Kombination verschiedener Datenquellen abgeleitet. Neben den detaillierten Daten des Zensus 2011 [<https://www.zensus2011.de>] wurden regionalisierte Daten aus Mikrozensus- Zusatzserhebungen verwandt [Statistisches Bundesamt, Mikrozensus - Zusatzserhebung 2010/2014 Bestand und Struktur der Wohneinheiten - Wohnsituation der Haushalte]. Weiterhin wurden Daten hinsichtlich der Verfügbarkeit eines Gasnetzes sowie länderspezifische Energiebilanzen berücksichtigt [LAK, Energiebilanzen der Bundesländer, <http://www.lak-energiebilanzen.de/>].

<sup>33</sup> Zu den Wirkungsgraden siehe z.B. [IWU, 2002, Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand]; [FHTE, 2005, Die Modernisierung von Heizung und Trinkwassererwärmung]; [Herstellerangaben für moderne Systeme]. Weiterhin wurde auf Daten hinsichtlich des Alters und des Typs verschiedener Systeme zurückgegriffen, siehe z.B. [Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks, Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für verschiedene Jahre] und [BDH, Gesamtbestand Wärmeerzeuger 2014]

<sup>34</sup> Fraunhofer ISI, 2016, Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012

<sup>35</sup> Abschätzung mittels [Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Zensus 2011, <https://www.zensus2011.de>]

<sup>36</sup> Aus käuflich erworbenen postleitzahlenscharfen Daten.

<sup>37</sup> LAK, Energiebilanzen der Bundesländer, <http://www.lak-energiebilanzen.de/>

<sup>38</sup> Statistisches Bundesamt, Statistik zu Energieverwendung in der Industrie

Brennstoffpreise	Kopplung an Basisprämissen zu Großhandelspreisen (vgl. Abbildung 7)
Steuern, regulierte Entgelte	Fixierung auf Stand 2017
Umlagen (ohne EEG)	Fixierung auf Stand 2017
EEG-Umlage	Kopplung an Ergebnisse der Strommarktmodellierung

Tabelle 3: Basisannahmen Brennstoffkosten zur Modellierung der Wärmeerzeugungstechnologien

Es ergibt sich je Wärmeerzeugungstechnologie und Betrachtungsjahr bis 2050

- Investitionskosten und fixe Betriebskosten aus den Annahmen bzgl. der Kosten der Wärmeerzeugungstechnologie
- Var. Betriebskosten aus Kombination der durch Endkunden zu zahlenden Brennstoff- bzw. Stromkosten – d.h. Summe aus Großhandelspreis, Steuern, Umlagen und regulierter Entgelte – mit der unterstellten Effizienz des Heizungssystems sowie des zu deckenden Nettowärmebedarfes.

Basierend auf den getroffenen Kostenannahmen kann bei dem dann zu erfolgenden Neubau eines Wärmeerzeugungssystems eine Investitionsentscheidung auf Vollkostenbasis getroffen werden, wie sie schematisch in Abbildung 22 dargestellt ist. Es wird somit grundsätzlich eine kosteneffiziente Entwicklung unterstellt<sup>39</sup>.

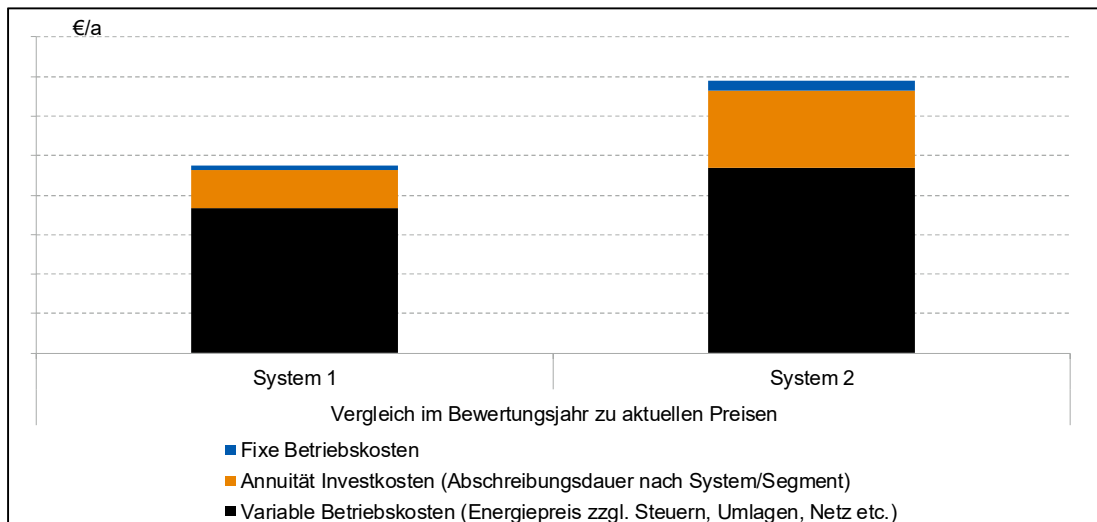


Abbildung 22: Investitionsentscheidung Wärmeerzeugungstechnologie (schematisch)

Bzgl. der möglichen Wärmeerzeugungstechnologien wird ein technologieoffener Ansatz in Anlehnung an die Leitstudie 2010 der Bundesregierung<sup>40</sup> gewählt. Je nach Segment können alle wesentlichen modernen Heizungssysteme zum Einsatz kommen, d.h. Gas/Öl-Brennwertsysteme, Wärmepumpen (Strom/Gas), Fernwärme, Biomasse, Mikro-KWK, KWK und

<sup>39</sup> Zur Vermeidung des Effektes, dass stets ausschließlich das günstigste System ausgewählt wird, wird eine empirische Verteilung angewandt, die sicherstellt, dass auch teurere Systeme, wenn auch in geringerem Maße, zum Einsatz kommen. Weiterhin werden regionale Gegebenheiten, wie z.B. die Verfügbarkeit von Gas- oder Fernwärmenetzen berücksichtigt, um die möglichen Systeme einzuschränken.

<sup>40</sup> DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010

Elektroheizer. Bestandstechnologien, die nicht zukunftsorientiert sind – z.B. Kohleheizungen oder Nachtspeicheröfen – werden nicht erneuert und verschwinden über die Jahre aus dem Wärmemarkt. Da die Modellierung von Fernwärmenetzen nicht Gegenstand der vorliegenden Studie ist, wird weiterhin modell-exogen vorgegeben, dass der Anteil an Fernwärme je betrachteter Region bis 2050 konstant bleiben soll. Insbesondere im Haushaltsbereich werden weiterhin unterstützende Technologien berücksichtigt, dies sind im Gebäudebestand hauptsächlich Solarthermie und Heizstäbe sowie bei Neubauten zusätzlich Wärmerückgewinnungs- und Abluftanlagen. Vorgaben der Energieeinsparverordnung (EnEV) sind dahingehend implementiert, dass in Neubauten die Nutzung von rein fossilen Systemen nicht mehr möglich ist. Die Zubauentscheidung für neue Technologien ist also nicht mehr alleine durch einen Vollkostenvergleich aus Endkundensicht getrieben, sondern durch gesetzliche Vorgaben beeinflusst.

### 5.1.2.1 Annahmen im Haushaltssegment

Bezüglich neu installierter Systeme, also solcher, die in einem Bestandsgebäude bei Technologietausch oder in einem Neubau bei Erstbezug installiert werden, werden technologie-spezifische typische Lebensdauern angenommen. Abbildung 23 enthält beispielhafte unterstellte Nutzungsdauern für verschiedene Technologieoptionen. Vor dem Hintergrund des betrachteten Zeitraums zwischen 2017 und 2050 ergibt sich aus der maximal angenommenen Lebensdauer von 20 Jahren, dass es je Gebäude im Betrachtungszeitraum zu mehr als einem Heizungsaustausch kommt (im Schnitt rd. 1,5 mal)<sup>41</sup>. Weiterhin wird im Haushaltssegment unterstellt, dass beim Vollkostenvergleich zwischen verschiedenen Technologien die Abschreibungsdauer gleich der Nutzungsdauer angenommen wird. Dieser Wert wird auch zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten angesetzt.

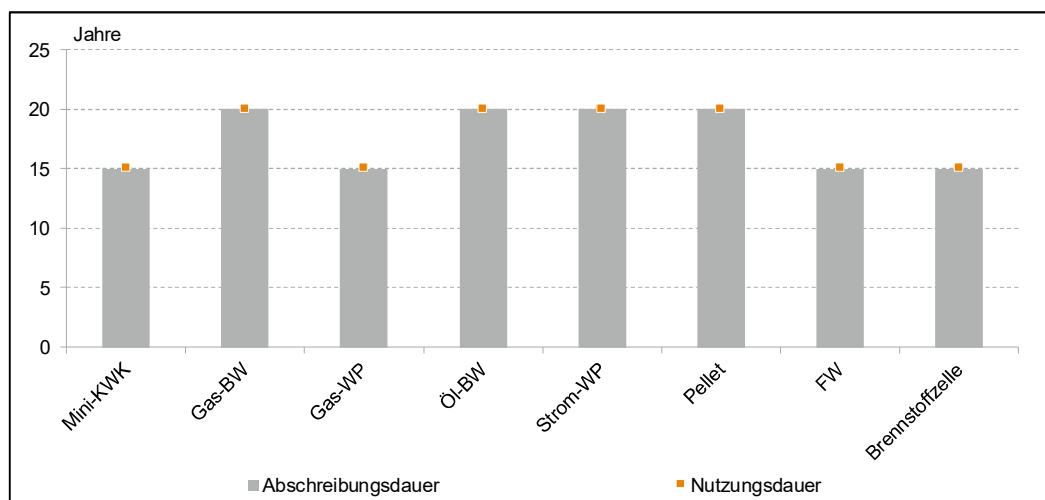


Abbildung 23: Unterstellte Nutzungsdauern für beispielhafte neu installierte Wärmeerzeugungstechnologien<sup>42</sup>

<sup>41</sup> Dies gilt natürlich nicht für nach 2030 errichtete Neubauten.

<sup>42</sup> AfA Abschreibungstabellen, erhältlich unter <http://www.bundesfinanzministerium.de>

## Investitionskosten und Wirkungsgrade

Zur Durchführung eines Vollkostenvergleiches bei Neuinstallation eines Systems sind Annahmen bzgl. der Investitionskosten, der fixen Betriebskosten sowie der variablen Betriebskosten nötig. Letztere ergeben sich aus den angenommenen Brennstoffkosten (vgl. Tabelle 3) und dem Brennstoffbedarf. Zur Berechnung des Brennstoffbedarfes wird der Wärmebedarf eines Gebäudes sowie die Wärmeeffizienz (Wirkungsgrad) des entsprechenden Systems benötigt. Im Folgenden werden die angenommenen Investitionskosten sowie Wärmeeffizienzen im Haushaltssegment anhand beispielhafter Systeme dargestellt. Wärmeeffizienz ist als der Quotient aus bereitgestellter Nettowärme und eingesetztem Brennstoff definiert.<sup>43</sup> Da die Modellierung einen Zeitraum von über 30 Jahren umfasst (2017-2050) wurde für jedes eingesetzte System eine Kostenentwicklung und Effizienzsteigerung angenommen.

In Abbildung 24 sind die unterstellten spezifischen Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für einzelne Systeme bei Installation in einem Einfamilienhaus im Bestand (linker Teil der Abbildung) und im Neubau (rechter Teil) dargestellt. Die Abbildung zeigt eine Auswahl an beispielhaften Systemen. Eine Übersicht weiterer berücksichtigter Systeme befindet sich in Anhang I.

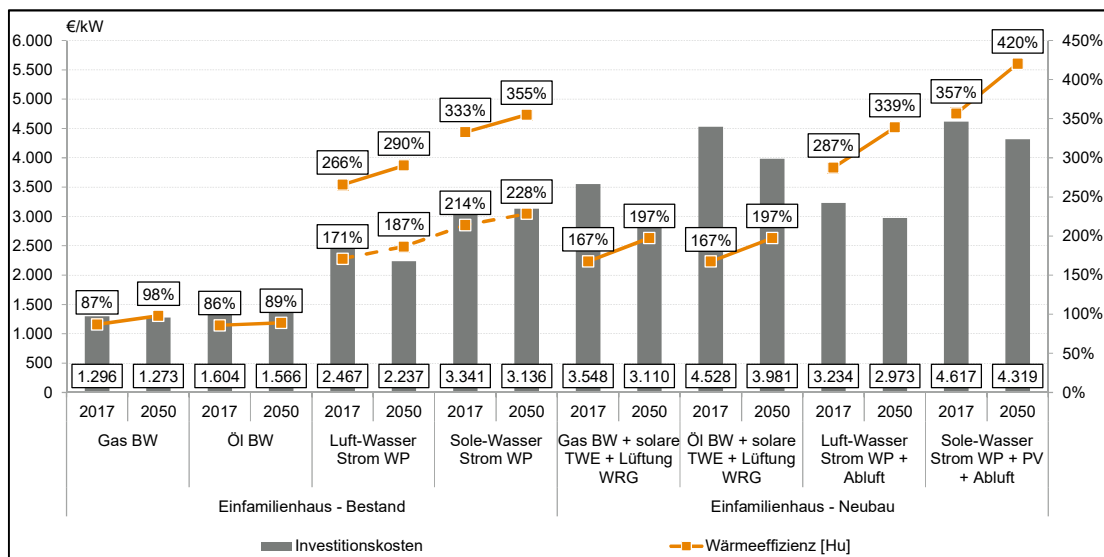


Abbildung 24: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Einfamilienhäuser<sup>44</sup>

Im Bestand ist ersichtlich, dass gasbasierte Systeme bis in das Jahr 2050 die kostengünstigste Option darstellen. Diese sind gefolgt von ölbasierten Systemen. Strombasierte Wärmepumpen stellen sich aus Kostengesichtspunkten vergleichsweise teurer dar. Diesbezüglich ist zu beachten, dass zwei unterschiedliche Wärmeeffizienzen angenommen werden. Die jeweils niedrigere Effizienz (gestrichelte orangene Linie) kommt bei Gebäuden im Bestand mit einem hohen Wärmebedarf respektive einer insgesamt schlechten Energieeffizienz (Wärmebedarf größer als 130 kWh/m<sup>2</sup>) zum Einsatz. Hier wird davon ausgegangen, dass das Gebäude und die Heizflächen nicht für eine Wärmepumpe ausgelegt sind. Mit zuneh-

<sup>43</sup> z.B.: Gas, Öl, Strom, Holz.

<sup>44</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010; BDEW, 2013, Heizkostenvergleich Altbau; BDEW, 2017, Heizkostenvergleich Altbau; BDEW, 2012, Heizkostenvergleich Neubau; BDEW, 2016, Heizkostenvergleich Neubau

mender Sanierung geht der Anteil dieser Gebäude bis 2050 deutlich zurück. Bei einer Modellierung des Technologiewechsels für Bestandsgebäude ohne weitere Einschränkungen würden somit in erster Linie gas- und ölbasierte Systeme zugebaut werden. Strom-Wärmepumpen würden nicht zum Einsatz kommen. Im Rahmen des Zielszenarios *Maximale Elektrifizierung* ist daher eine modellexogene Vorgabe nötig, um auf fossilen Brennstoffen basierende Technologien aus dem Markt zu drängen und durch strombasierte Systeme zu ersetzen. Dazu werden diese entlang der Zielvorgaben hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Reduktionen im Wärmesegment (vgl. Abbildung 3) langsam aus dem Markt verdrängt, so dass fossile Technologien im Jahr 2050 nicht mehr eingesetzt werden. Im Szenario *Optimiertes System* sind hingegen weitere Entscheidungsspielräume vorhanden. Durch die mögliche Bereitstellung synthetischen Gases im Endkundenmarkt, sind gasbasierte Systeme eine Alternative, um auf Erneuerbare Energien umzustellen. Hier zeigt sich, dass solche Systeme insbesondere für Bestandsgebäude mit schlechter Wärmeeffizienz aus volkswirtschaftlicher Sicht kostengünstiger sind und zum Einsatz kommen.

Im Neubau kommen bereits heutzutage Einschränkungen aufgrund regulatorischer Vorschriften (z.B. EnEV) zum Tragen, aufgrund derer bestimmte in Bestandsgebäuden mögliche Systeme (in erster Linie solche, die ausschließlich auf Gas oder Öl basieren) nicht mehr zugelassen sind. Stattdessen müssen solche Systeme stets mit sekundären Systemen (z.B. Solarthermie) kombiniert werden. Dies verschiebt die Kostenstrukturen für Neubauten erheblich im Vergleich zu Bestandsgebäuden und strombasierte Wärmepumpen sind bereits heute wettbewerbsfähig bzw. können sich unter bestimmten Voraussetzungen auch als das kostengünstigste System erweisen. Dies spiegelt sich unter anderem darin wieder, dass in den letzten Jahren Strom-Wärmepumpen im Neubau signifikante Zubauraten erreicht haben. Zur Erreichung der vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Reduktionen in den Zielszenarien sind aber auch analog zum Bereich der Bestandsgebäude modellexogene Vorgaben notwendig. Aufgrund der beschriebenen geringeren preislichen Differenzen zwischen gas- und strombasierten Systemen sind die daraus folgenden zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten aber vergleichsweise gering.

In Abbildung 25 sind die entsprechenden unterstellten spezifischen Investitionskosten und Wärmeeffizienzen in einem Mehrfamilienhaus dargestellt. Eine Übersicht weiterer berücksichtigter Systeme befindet sich ebenfalls in Anhang I.

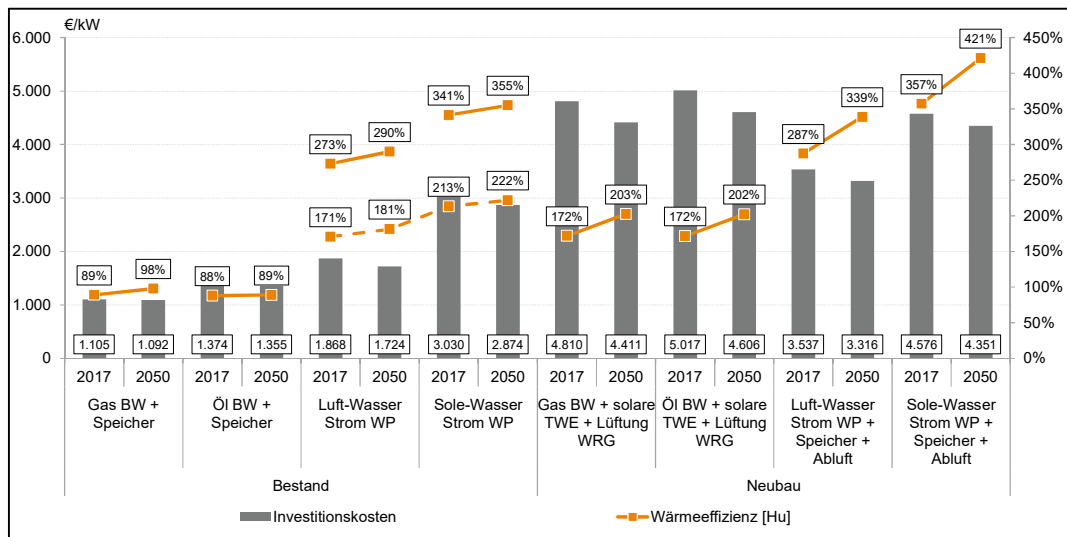


Abbildung 25: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Mehrfamilienhäuser<sup>45</sup>

Im Bestand und Neubau zeigt sich im Vergleich zu Einfamilienhäusern ein qualitativ ähnliches Bild. Es ist aber hervorzuheben, dass die relative preisliche Differenz der Investitionskosten für das günstigste strombasierte System (Luft-Wasser Strom-Wärmepumpe) und dem günstigsten gasbasierten System nicht so ausgeprägt ist, wie bei Einfamilienhäusern bzw. im Neubau sogar ein deutlicher Investitionskostenvorteil für die Luft-Wasser Strom-Wärmepumpe besteht. Dementsprechend kann bereits jetzt der Einfluss der Mehrfamilienhäuser auf die Differenz der gesamtwirtschaftlichen Kosten zwischen den Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* als geringer eingeschätzt werden.

### 5.1.2.2 Annahmen in den Segmenten Industrie und GHD

Die Vorgehensweise in den Segmenten Industrie und GHD gleicht in Teilen der Vorgehensweise im Haushaltssegment. Daher werden hier nur die wesentlichen Unterschiede herausgestellt.

In Tabelle 4 sind die im Industriesegment berücksichtigten Technologien dargestellt. Weiterhin sind der Tabelle die verwandten Abschreibungs- und Nutzungsdauern zu entnehmen. Im Gegensatz zum Haushaltssegment werden im Industriesegment diese beiden Größen nicht gleichgesetzt. Die Nutzungsdauern werden den AfA-Tabellen<sup>46</sup> entnommen. Als Abschreibungsdauern, die für den Investitionskostenvergleich auf Vollkostenbasis bei Technologietausch relevant sind, wird hingegen ein geringerer Wert von 5 Jahren angesetzt. Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass Investitionszyklen in der Industrie gering sind und nicht davon auszugehen ist, dass in diesem Segment Investitionen vorgenommen werden, die sich nicht innerhalb von wenigen Jahren amortisieren. Zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten wird wieder auf die Lebensdauer abgestellt. Zusätzlich ist in der Tabelle angedeutet (grüne und grau Farbschattierungen), in welchem Temperaturbereich die entspre-

<sup>45</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010; BDEW, 2013, Heizkostenvergleich Altbau; BDEW, 2017, Heizkostenvergleich Altbau; BDEW, 2012, Heizkostenvergleich Neubau; BDEW, 2016, Heizkostenvergleich Neubau

<sup>46</sup> Abschreibungstabellen, erhältlich unter <http://www.bundesfinanzministerium.de>

chenden Systeme zum Einsatz kommen können. Dies ist im Rahmen der vorliegenden Studie insbesondere für strombasierte Wärmepumpen relevant, da sich mit diesen ein Temperaturbereich von über rd. 150°C nicht mehr erschließen lässt. Wir setzen für den Anteil an Prozesswärme, der unter diesem Temperaturniveau liegt, einen Wert von 32% an<sup>47</sup>. Die restlichen 68% können nur durch andere Technologien (im Szenario *Maximale Elektrifizierung* sind dies im Wesentlichen Elektroheizer) gedeckt werden.

Systeme zur Wärmebereitstellung im Industrie-Bereich - Aufteilung nach Leistung und Temperaturniveau				
System	Abschreibungs-/Nutzungsdauer	< 100 °C	> 100 °C < 500°C	> 500 °C
BHKW/KWK	5 a / 15 a			
Gaskessel	5 a / 20 a			
Ölkessel	5 a / 20 a			
Gas WP	5 a / 15 a			
Biomasse	5 a / 20 a			
Fernwärme	5 a / 15 a			
Elektroheizer	5 a / 20 a			
Groß-Wärmepumpe mit Quellener.	5 a / 20 a			
Groß-Wärmepumpe ohne Quellener.	5 a / 20 a			

Tabelle 4: Technologien und Anwendungsbereiche im Industrie-Segment<sup>48</sup>

### Investitionskosten und Wirkungsgrade

Abbildung 26 enthält die unterstellten Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für ausgewählte Systeme im Industriesegment. Eine detaillierte Auflistung findet sich in Anhang I. Wiederum stellen sich gas- bzw. öl-basierte Systeme als am kostengünstigsten heraus. Das nächste vor allem für das Szenario *Maximale Elektrifizierung* relevante strombasierte System ist die Groß-Wärmepumpe ohne Quellenerschließung. Bei einem solchen System wird vor Ort vorhandene industrielle Abwärme als Wärmequelle für die Wärmepumpe genutzt. Daher stellt sie sich kostengünstiger als das entsprechende System mit Quellenerschließung dar. Solche Wärmequellen sind aber nicht in allen Industriebetrieben vorhanden. Diese Option kommt also nur für einen Teil der Betriebe in Frage. Als nächste Option folgt der Elektroheizer, der im Szenario *Maximale Elektrifizierung* die dominante Rolle spielt, da rd. 68% des industriellen Wärmebedarfes aufgrund des zu hohen Temperaturniveaus nicht durch Wärmepumpen gedeckt werden können, siehe Tabelle 4 und Erläuterungen. Die Groß-Wärmepumpe mit Quellenerschließung ist die teuerste

<sup>47</sup> IER, 2014, Analyse des Potenzials von Industrierärmepumpen in Deutschland

<sup>48</sup> Zur Unterteilung des Prozesswärmebedarfes in unterschiedliche Temperaturniveaus orientieren wir uns an wirtschaftszweigspezifischen Analysen, siehe z.B. [IER, 2009, Wärmeatlas Baden-Württemberg]

strombasierte Variante, kann aber in allen Betrieben mit entsprechend niedrigen Temperaturniveaus verwandt werden.

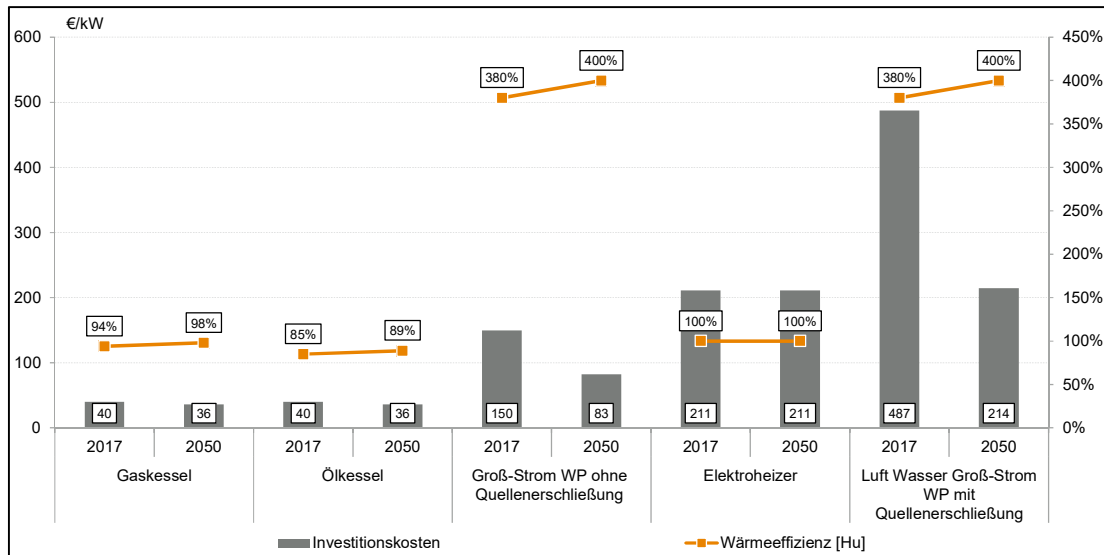


Abbildung 26: Auswahl an unterstellten Investitionskosten und Wärmeeffizienzen im Industrie-Segment<sup>49</sup>

Die Vorgehensweise im GHD-Segment gleicht der im Industriesegment. Tabelle 5 zeigt die verwandten Technologien und Anwendungsbereiche. Vergleichbar mit dem Industriesegment wird als Abschreibungsdauer zur Bestimmung der Investitionskosten bei der Technologiewahl ein im Vergleich zur angenommenen Nutzungsdauer geringerer Wert von 10 Jahren angesetzt. Strombasierte Groß-Wärmepumpen, die einen deutlichen Kostenvorteil gegenüber kleineren Systemen haben, können im GHD-Segment ebenfalls zum Einsatz kommen. Dies gilt jedoch nur für Betriebe mit mindestens 20 Mitarbeitern, die einen Mindestbedarf von 500 kW<sub>th</sub> haben. Ihr Einfluss ist daher vergleichsweise gering. Vergleichbar mit dem Industriesegment wird auch nach dem benötigten Temperaturniveau differenziert, da höhere Temperaturen nicht durch Wärmepumpen erschlossen werden können. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* verbleibt daher als strombasierte Option ein Elektroheizer. Gegenüber dem Industriesegment, in dem die Bereitstellung von Prozesswärme dominant ist, spielt Prozesswärme im GHD-Segment mit einem Anteil von rd. 10% aber nur eine untergeordnete Rolle. Temperaturniveaus, die durch Wärmepumpen nicht mehr bedient werden können, haben daher nur einen geringen Anteil<sup>50</sup>.

<sup>49</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010;

<sup>50</sup> Basierend auf einer Analyse der berücksichtigten Wirtschaftszweige setzen wir dafür einen Anteil von 7% am Nettowärmebedarf an.



Systeme zur Wärmebereitstellung im GHD-Bereich - Aufteilung nach Leistung und Temperaturniveau							
System	Abschreibungs-/Nutzungsdauer	Anzahl Betriebe < 20 Mitarbeiter			Anzahl Betriebe > 20 Mitarbeiter		
		< 100 °C	> 100 °C < 500 °C	> 500 °C	< 100 °C	> 100 °C < 500 °C	> 500 °C
BHKW	10 a / 15 a						
Gas BW	10 a / 20 a						
Öl BW	10 a / 20 a						
Gas WP	10 a / 15 a						
Luft/Sole-Wasser WP	10 a / 20 a						
Biomasse	10 a / 20 a						
Fernwärme	10 a / 15 a						
Elektroheizer	10 a / 20 a						
Groß-Wärmepumpe	10 a / 20 a						

Tabelle 5: Technologien und Anwendungsbereiche im GHD-Segment<sup>51</sup>

In Abbildung 27 sind die entsprechenden Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für die wichtigsten Beispielsysteme im GHD-Segment gezeigt. Eine detaillierte Auflistung findet sich in Anhang I. Ähnlich wie im Haushalts- und Industriesegment sind gas- und ölbasierte Systeme aus Investitionskosten- und Wärmeeffizienz-sicht strombasierten Wärmepumpen vorzuziehen. Da das GHD-Segment durch Raumwärme dominiert wird, setzen wir vergleichbar dem Haushaltssegment (vgl. Abbildung 24 und Erläuterungen) für Gewerbe- und Bürogebäude mit einer geringen Energieeffizienz für Wärmepumpen wieder eine geringere Wärmeeffizienz an<sup>52</sup>. Dies spielt insbesondere im Szenario *Maximale Elektrifizierung* eine Rolle, da hier diese Systeme durch die vorgegebene Elektrifizierung auch zum Einsatz kommen.

<sup>51</sup> Zur Unterteilung des Prozesswärmebedarfes in unterschiedliche Temperaturniveaus orientieren wir uns an wirtschaftszweigspezifischen Analysen, siehe z.B. [IER, 2009, Wärmeatlas Baden-Württemberg]. Im Gegensatz zum Industriesegment ist im GHD-Segment der Prozesswärmeanteil gering.

<sup>52</sup> Mangels einer verlässlichen Datenbank hinsichtlich des Gebäudebestandes im GHD-Segment orientieren wir uns zur Abschätzung des Anteils an Gebäuden, die eine geringe Energieeffizienz (Verbrauchswert > 130 kWh/m<sup>2</sup>) haben, an größeren Mehrfamilienhäusern im Haushaltssegment.

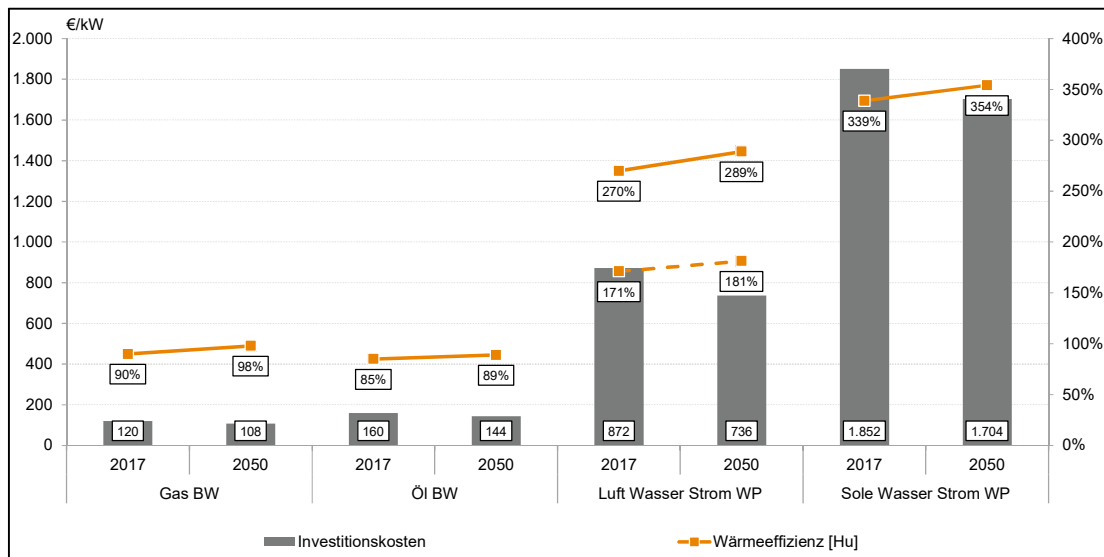


Abbildung 27: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen im GHD-Segment<sup>53</sup>

### 5.1.3 Szenarioergebnisse

#### 5.1.3.1 Szenario *Maximale Elektrifizierung*

In Abbildung 28 ist der resultierende Endenergieverbrauch im Szenario *Maximale Elektrifizierung* dargestellt. Der gesamte Endenergiebedarf sinkt im Vergleich zu 2017 um 24% auf 1.002 TWh. Dabei ist zu beachten, dass in der Darstellung des Wärmesektors sämtliche Angaben bezogen auf den Heizwert erfolgen, vgl. Abbildung 12 und Erläuterungen. Entsprechend der Zielvorgaben werden sämtliche, vormals fossile Technologien vollständig durch strombasierte Systeme substituiert und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Wärmemarktes im Jahre 2050 auf null gesenkt. Lediglich der Beitrag von Fernwärme- und Biomasse zum Endenergieverbrauch entwickelt sich aufgrund modellexogener Vorgaben nahezu gleich. Im Jahr 2050 kommen somit gasbasierte Systeme im Wärmemarkt nicht mehr zum Einsatz. Der im Jahr 2040 vorhandene geringfügige Anteil an Erneuerbarem Gas (Biogas, vgl. Abschnitt 6.2.4 und Erläuterungen) wird daher bis ins Jahr 2050 nicht mehr dem Wärmemarkt zugeordnet. Der Gesamtstrombedarf im Wärmemarkt steigt stattdessen bis zum Jahr 2050 auf rd. 440 TWh<sup>54</sup> an, wovon rd. 45% auf Direktheizer bzw. Elektroheizstäbe im Industriesegment entfallen. Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass der Anteil an Wärmepumpen im Industriesegment zahlreichen prozesstechnischen Einschränkungen unterliegt. Es werden daher auch Prozesse mit Temperaturniveaus elektrifiziert, die über den derzeitigen technischen Möglichkeiten von industriellen Strom-Wärmepumpen liegen. Weitere 36% des Strombedarfes entfallen auf Wärmepumpen im Haushaltssegment, das auf einen Elektrifizierungsgrad von nahezu 72% kommt. Der verbleibende Anteil verteilt sich ungefähr gleichmäßig auf den Einsatz von Strom-Wärmepumpen in den Segmenten GHD und Industrie. Die gesamte durch Strom-Wärmepumpen genutzte Umweltwärme beträgt 337 TWh.<sup>55</sup> Dieser Menge steht

<sup>53</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010; Teilweise auch BDEW, 2013, Heizkostenvergleich Altbau; BDEW, 2017, Heizkostenvergleich Altbau

<sup>54</sup> Für Strom entspricht der Heizwert dem Brennwert.

<sup>55</sup> Gemäß der Vorgehensweise der AG Energiebilanzen wird für Umweltwärme nicht zwischen Heizwert und Brennwert unterschieden.

ein Stromeinsatz in Wärmepumpen von 219 TWh gegenüber, was eine mittlere Jahresarbeitszahl von 254% ergibt. Dieser vergleichsweise geringe Wert resultiert daraus, dass zur nahezu vollständigen Elektrifizierung des Wärmemarktes im Haushalts- und GHD-Segment ebenfalls Strom-Wärmepumpen in Gebäuden installiert werden müssen, die eine geringere Energieeffizienz aufweisen. Hier verschlechtert sich die Effizienz von Wärmepumpen, siehe auch Abbildung 24 und Erläuterungen. Im rechten Teil der Abbildung ist weiterhin die im linken Teil als „Rest“ bezeichnete Menge differenziert dargestellt. Entsprechend den modellierten Berechnungen ist die Kohle bis Mitte 2030 aus dem Wärmemarkt komplett verschwunden und der Anteil an Fernwärme entwickelt sich nahezu konstant. Öl-basierte Systeme könnten zwar im Rahmen einer Vollkostenbetrachtung theoretisch noch einen Marktanteil behaupten, aufgrund des vorgegebenen Ziels der Treibhausgasneutralität verschwindet der Öl-Anteil aber vollständig aus dem Markt. In grün sind schließlich sonstige Umweltwärme (z.B. Solarthermie) und Biomasse (in erster Linie Holz/Pellets) dargestellt, deren Beitrag sich nahezu konstant entwickelt.

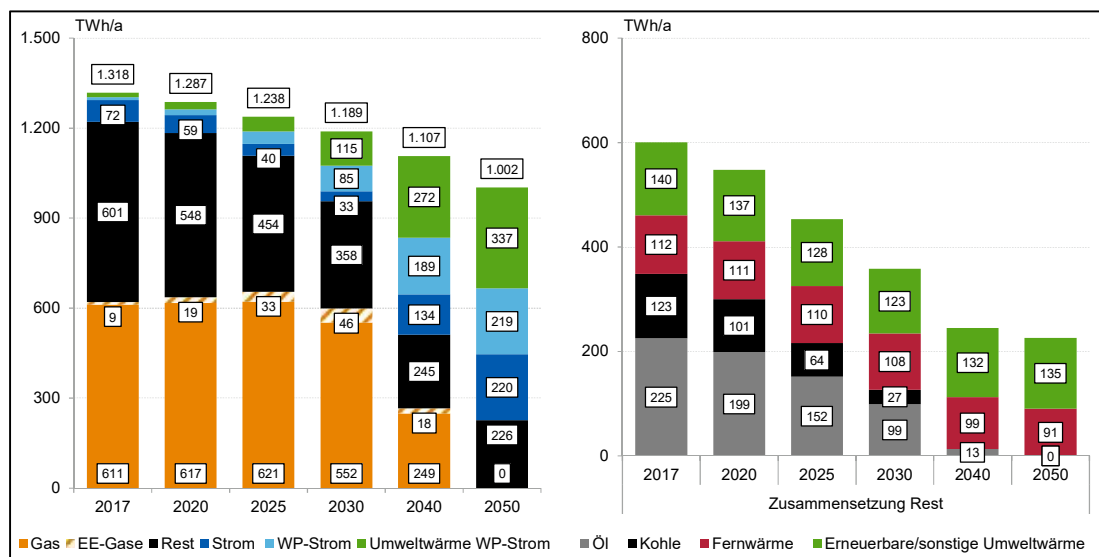


Abbildung 28: Entwicklung Endenergiebedarf Szenario *Maximale Elektrifizierung*<sup>56</sup>

### 5.1.3.2 Szenario *Optimiertes System*

Abbildung 29 enthält die Ergebnisse für das Szenario *Optimiertes System*. Der gesamte Endenergiebedarf sinkt im Vergleich zu 2017 um 23% auf 1.018 TWh. Der Unterschied von 16 TWh im Vergleich zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* ergibt sich aus zusätzlichen Wirkungsgradverlusten sowie der auf den Heizwert bezogenen Darstellung. Im Gegensatz zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* werden gasbasierte Systeme als Technologieoption beibehalten und kostenoptimiert zum Einsatz gebracht. Da diese Systeme hohe Wärmeeffizienzen aufweisen, sind die Differenzen im gesamten Endenergiebedarf entsprechend gering<sup>57</sup>. Gasbasierte Systeme kommen in erster Linie dort zum Einsatz, wo aufgrund eines zu hohen Temperaturniveaus in industriellen Prozessen der Einsatz von Strom-Wärmepumpen

<sup>56</sup> Alle Angaben in Hu.

<sup>57</sup> Wärmeeffizienzen von Elektroheizern werden als 100% angenommen. Wärmeeffizienzen von Strom-Wärmepumpen werden bei Berücksichtigung des eingesetzten Stroms und der eingesetzten Umweltwärme ebenfalls als 100% angenommen. Zur Entwicklung der Wärmeeffizienzen gasbasierter Systeme, siehe Abbildung 24, Abbildung 25, Abbildung 26 und Abbildung 27.

nicht möglich ist. In Summe sind dies im Jahr 2050 rd. 223 TWh<sup>58</sup> Erneuerbarer Gase. Weiterhin spielen gasbasierte Systeme bei Gebäuden mit einem zu geringen Dämmungsgrad im Haushalts- und GHD-Segment eine dominante Rolle, da Strom-Wärmepumpen an dieser Stelle einen erheblichen Effizienzverlust aufweisen. Hier kommen im Jahr 2050 rd. 131 TWh<sup>59</sup> Erneuerbare Gase zum Einsatz, was einen Gesamt-Gasbedarf von rd. 354 TWh ergibt (auf den Brennwert bezogen entspricht dies 393 TWh). Aufgrund der geforderten Treibhausgasneutralität werden diese Erneuerbaren Gase durch Biogas und Power-to-Gas bereitgestellt.

Strom spielt auch in diesem Szenario eine große Rolle. Der Stromeinsatz in Wärmepumpen steigt bis 2050 auf 133 TWh an, unter Ausnutzung von 270 TWh an Umweltwärme. Dies entspricht einer mittleren Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen von 303%. Der Einsatz von Strom-Wärmepumpen ist demzufolge im Vergleich zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* effizienter, da diese nicht mehr in Gebäuden mit einer geringen energetischen Effizienz (und damit schlechterem Wirkungsgrad) zum Einsatz kommen. Die verbleibenden 13 TWh Strom entfallen hauptsächlich auf Heizungssysteme mit einer angeschlossenen sekundären elektrischen Trinkwassererwärmung. Im rechten Teil der Abbildung ist die im linken Teil als „Rest“ bezeichnete Menge differenziert dargestellt. Wie im Szenario *Maximale Elektrifizierung* ist Kohle bis Mitte 2030 aus dem Wärmemarkt verschwunden und der Anteil an Fernwärme entwickelt sich nahezu konstant. Aufgrund des vorgegebenen Ziels einer kompletten Treibhausgasneutralität verschwinden ölbasierte Systeme komplett aus dem Markt. Der Beitrag Erneuerbarer/sonstiger Umweltwärme ist im Vergleich zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* größer. Dies liegt darin begründet, dass insbesondere Solarthermie im Szenario *Optimiertes System* in Verbindung mit Gas-Brennwertheizungen sowie Biomasse (im Wesentlichen Holz/Pellets) durch die in diesem Szenario nicht erzwungene Elektrifizierung einen größeren Beitrag leisten können.

---

<sup>58</sup> Auf den Brennwert bezogen entspricht dieser Wert 248 TWh.

<sup>59</sup> Auf den Brennwert bezogen entspricht dieser Wert 146 TWh.

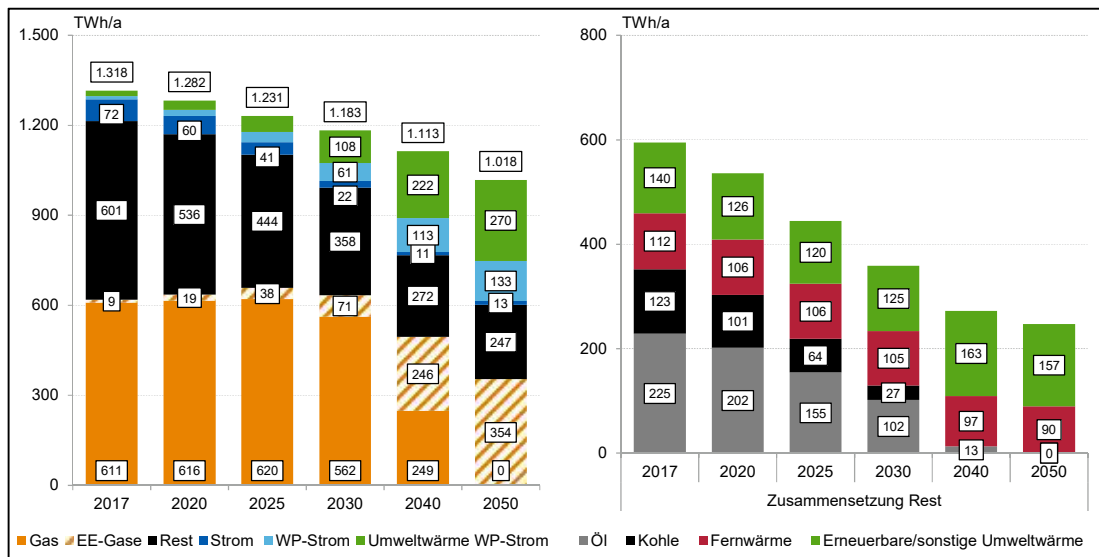


Abbildung 29: Entwicklung Endenergiebedarf Szenario Optimiertes System<sup>60</sup>

### 5.1.4 Volkswirtschaftliche Kosten

Tabelle 6 enthält die im Wärmemarkt im Zieljahr 2050 in den beiden Szenarien installierten Wärmeerzeugungskapazitäten und die korrespondierende Anzahl an installierten Systemen.

Installierte Leistung und Anzahl Technologien in 2050	Maximale Elektrifizierung		Optimiertes System		Differenz	
	MW <sub>th</sub>	Anzahl [Tausend]	MW <sub>th</sub>	Anzahl [Tausend]	MW <sub>th</sub>	Anzahl [Tausend]
<b>Strom-Wärmepumpen</b>	322.642	15.575	235.535	10.213	<b>-87.107</b>	<b>-5.362</b>
<b>Elektroheizer</b>	60.443	155	104	0	<b>-60.339</b>	<b>-155</b>
<b>Gasbasiert</b>	0	0	139.418	4.900	<b>+139.418</b>	<b>+4.900</b>
<b>Gesamt</b>	477.436	19.796	477.332	19.796	<b>-104</b>	<b>0</b>

Tabelle 6: Übersicht installierte Leistung und Anzahl Heizungstechnologien im Zieljahr 2050 im Wärmemarkt

Entsprechend den in Abschnitt 5.1.3 präsentierten Ergebnissen für den Endenergiebedarf, sind im Szenario *Maximale Elektrifizierung* insgesamt 383 GW<sub>th</sub> an strombasierten Systemen installiert, von denen 323 GW<sub>th</sub> auf Strom-Wärmepumpen entfallen und weitere 60 GW<sub>th</sub> auf Elektroheizer. Diese kommen fast ausschließlich im Industriesegment zum Einsatz. Demgegenüber stehen 236 GW<sub>th</sub> installierte Leistung an Strom-Wärmepumpen im Szenario *Optimiertes System*. Die Differenz wird hauptsächlich durch gasbasierte Systeme aufgebracht, die 139 GW<sub>th</sub> zur Verfügung stellen. Ein geringer verbleibender Anteil entfällt im Szenario *Optimiertes System* auf erneuerbare Systeme, hauptsächlich Holz/Pellets.

<sup>60</sup> Alle Angaben in Hu.

In Tabelle 7 sind die kumulierten im Zeitraum von 2017 bis 2050 angefallenen Investitions- und Betriebskosten aufgeführt. Zur Vorgehensweise bei der Bestimmung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten vgl. Abschnitt 3.

Gesamt Invest- und Betriebskosten 2017 – 2050 [Mio. €]	<i>Maximale Elektrifizierung</i>	<i>Optimiertes System</i>	Kostendifferenz (Optimiertes System – Maximale Elektrifizierung)
Strom-Wärmepumpen	1.210.020	897.466	<b>-312.554</b>
Elektroheizer	22.504	43	<b>-22.461</b>
Gasbasiert	222.471	453.463	<b>230.992</b>
Sonstige	376.930	412.367	<b>34.437</b>
<b>Gesamt</b>	<b>1.831.926</b>	<b>1.763.340</b>	<b>-68.586</b>

Tabelle 7: Übersicht kumulierte Investitions- und fixe Betriebskosten im Zeitraum 2017 – 2050 im Wärmemarkt

Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* entfällt der Hauptteil der Kosten zur Dekarbonisierung auf Strom-Wärmepumpen (rd. 66%). Im Szenario *Optimiertes System* ist dies auch der Fall, hier ist der Anteil von Strom-Wärmepumpen aber deutlich geringer und beträgt knapp 50%. In der Folge werden rd. 313 Mrd. € eingespart. Der geringere Einsatz von Elektroheizern im Szenario *Optimiertes System* spart zusätzlich Kosten in Höhe von 22 Mrd. € ein. Demgegenüber stehen erhöhte Kosten in Höhe von 231 Mrd. € durch den Einsatz von gasbasierten Systemen und ein Kostennachteil im Bereich sonstiger Systeme. In Summe weist das Szenario *Optimiertes System* einen Kostenvorteil in Höhe von rd. 69 Mrd. € gegenüber dem Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf.

In Tabelle 8 sind schließlich die im Zeitraum von 2017 bis 2050 angefallenen Brennstoffkosten dargestellt. Zur Vorgehensweise bei der Bestimmung der Brennstoffkosten vgl. Abschnitt 3.

Gesamt Brennstoffkosten 2017 – 2050 [Mio. €]	<i>Maximale Elektrifizierung</i>	<i>Optimiertes System</i>	Kostendifferenz (Optimiertes System – Maximale Elektrifizierung)
Fossiles Gas	404.512	404.497	<b>-15</b>
Synthetisches Gas/Strom/ Fernwärme	Sektorübergreifende Bilanzierung im Stromsektor		
Sonst. Erneuerbares Gas	In beiden Szenarien gleich. Sektorübergreifend bilanziert		
Sonst. fossile Brennstoffe	174.901	177.560	<b>2.659</b>
Rest	215.617	221.264	<b>5.647</b>
<b>Gesamt</b>	<b>795.031</b>	<b>803.322</b>	<b>8.291</b>

Tabelle 8: Übersicht kumulierte Brennstoffkosten im Zeitraum 2017 – 2050 im Wärmemarkt

Erdgas kommt in beiden Szenarien in den Jahren vor 2050 kumuliert betrachtet in ungefähr gleicher Menge zum Einsatz. Die im Szenario *Optimiertes System* zusätzlich benötigten Mengen an synthetischen Gasen werden nicht im Wärmesektor berücksichtigt, sondern im Stromsektor bilanziert. Weiterhin werden Kosten für Erneuerbares Gas in Form von Biometan nicht berücksichtigt, da für beide Szenarien eine exakt gleiche Menge an eingespeistem Biomethan angenommen wird. Durch die unterschiedliche Entwicklung in den beiden Szenarien bis zum Zielsystem im Jahr 2050 kommt es aber im Szenario *Optimiertes System* zu leichten Mehrkosten bei sonstigen fossilen Brennstoffen (im Wesentlichen Öl, rd. 3,0 Mrd. €) und übrigen Brennstoffen (Holz/Pellets, rd. 5,6 Mrd. €). In Summe sind dies zusätzliche Kosten in Höhe von 8,3 Mrd. €. Kombiniert mit den Ergebnissen aus Tabelle 7 verbleibt also noch ein gesamtwirtschaftlicher Kostenvorteil für die Jahre von 2017 bis 2050 für das Szenario *Optimiertes System* in Höhe von rd. 60 Mrd. € gegenüber dem Szenario *Maximale Elektrifizierung*.

### 5.1.5 Strom- und Gasbedarf

In Abbildung 30 ist die gesamte Stromnachfrage des Wärmemarktes im Szenario *Maximale Elektrifizierung* (in Summe 439 TWh, vgl. Abbildung 28) sowie im Szenario *Optimiertes System* (in Summe 147 TWh, vgl. Abbildung 29) im Zieljahr 2050 auf Tagesbasis dargestellt. Die Strukturierung ergibt sich aus dem verwandten Klimajahr, siehe Abschnitt 3. Deutlich sichtbar ist die unterschiedliche Struktur der Nachfrage in den Wintermonaten (von Oktober bis März) und den Sommermonaten, da im Winter Strom hauptsächlich zur Erzeugung von Raumwärme und im Sommer hauptsächlich zur Erzeugung von Prozesswärme verwandt wird. Ein struktureller Unterschied ergibt sich aus dem Vergleich des Anteils der Sommermengen am Gesamtverbrauch. Er beträgt im Szenario *Maximale Elektrifizierung* 36% und im Szenario *Optimiertes System* 26%. Dieser Unterschied liegt hauptsächlich darin begründet, dass im Szenario *Maximale Elektrifizierung* ebenfalls in erheblichem Maße industrielle Prozesswärme über Direktheizern bereitgestellt wird, die eine vergleichsweise flache Benutzungsstruktur aufweisen. Im Szenario *Optimiertes System* kommt Strom hingegen verstärkt zur Bereitstellung von Raumwärme in den deutlich kälteren Wintermonaten zum Einsatz, da industrielle Strom-Direktheizern durch gasbasierte Systeme substituiert werden und damit nicht mehr im Stromverbrauch enthalten sind. Schließlich ist in Abbildung 30 ebenfalls die

Tages-Spitzenlast angedeutet, die in beiden Szenarien aufgrund des verwandten Klimajahres am gleichen Tag auftritt. Diese beträgt im Szenario *Maximale Elektrifizierung* (2,9 TWh/d) mehr als Doppelte des Szenarios *Optimiertes System* (1,3 TWh/d). Aus der stundengenauen Strommarktmodellierung ergibt sich dabei eine Strom-Spitzenlast von 139 GW (*Maximale Elektrifizierung*) bzw. 60 GW (*Optimiertes System*) im Wärmemarkt.

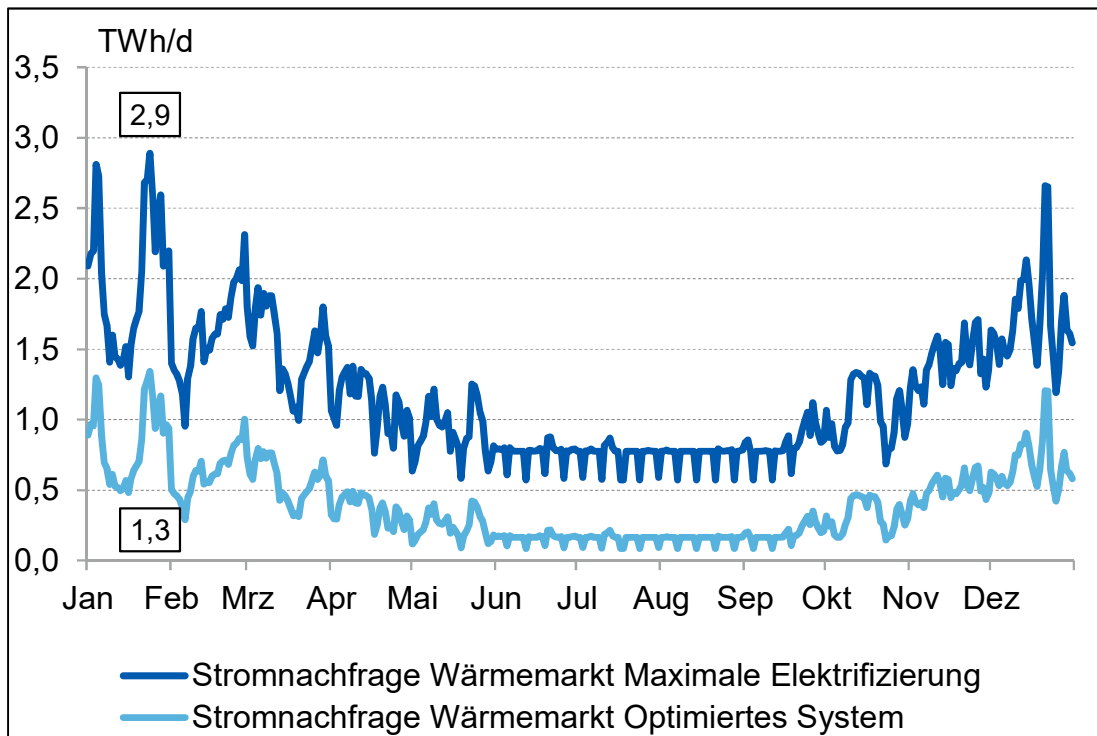


Abbildung 30: Strukturierte Stromnachfrage des Wärmemarktes in beiden Szenarien im Jahr 2050

In Abbildung 31 ist die gesamte Gasnachfrage des Wärmemarktes (in Summe 354 TWh, vgl. Abbildung 29) im Szenario *Optimales System* im Zieljahr 2050 auf Tagesbasis dargestellt. Im Gegensatz zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* gibt es im *Optimierten System* eine Gasnachfrage im Wärmemarkt. Wesentlicher Unterschied hinsichtlich der Struktur im Vergleich zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* ist, dass hier insgesamt ein größerer saisonaler Strukturierungsbedarf besteht. Neben dem bereits erläuterten Anteil der Strom-Sommernengen von 26% beträgt der Anteil der Gas-Sommernengen 34%. Der geringere Anteil im Vergleich Strom zu Gas liegt wiederum darin begründet, dass vergleichsweise mehr industrielle Anwendungen, die eine flachere Benutzungsstruktur aufweisen, durch Gas bedient werden als durch Strom. Strom kommt in diesem Szenario hauptsächlich zur Bereitstellung von Raumwärme zum Einsatz. Der in beiden Fällen geringere Anteil im Vergleich zu dem Szenario *Maximale Elektrifizierung* ergibt sich daraus, dass in letzterem Szenario vergleichsweise mehr durch Strom-Wärmepumpen nutzbar gemachte Umweltwärme zum Einsatz kommt. Diese ist in Abbildung 30 nicht dargestellt. Diese Umweltwärme muss aber im Szenario *Optimales System* im Fall gasbasierte Feuerung ebenfalls durch Gas bereitgestellt werden. Daher sinkt der prozentuale Anteil der Sommernengen am Gesamtverbrauch.



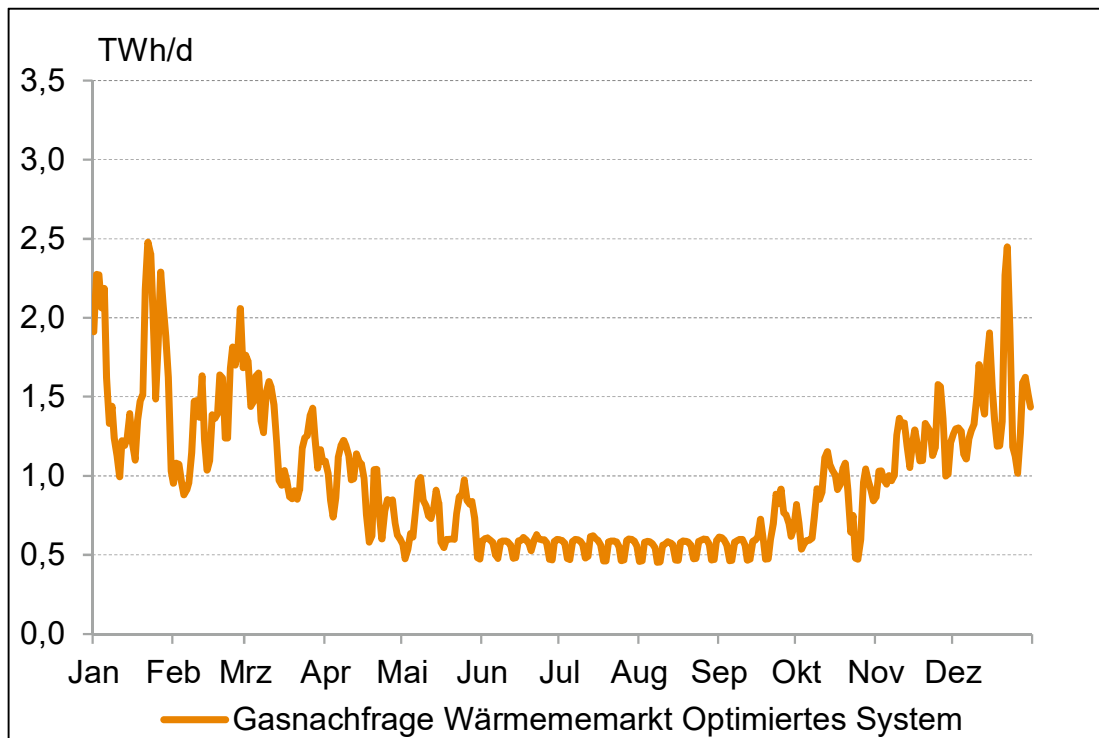


Abbildung 31: Strukturierte Gasnachfrage des Wärmemarktes im Szenario *Optimiertes System* im Jahr 2050<sup>61</sup>

<sup>61</sup> Angaben in H<sub>u</sub>

## 5.2 Der Verkehrssektor

### Kurzfassung des Abschnitts

Zur Dekarbonisierung des Verkehrs wurde eine Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs unterstellt. Aus Endkundengesichtspunkten ist dies zwar die kostengünstigste Option. Quantitative Nachteile, wie Ladesäuleninfrastruktur, Stromverteilnetzausbau oder qualitative Nachteile wie Ladedauern oder Reichweiten wurden bei dieser Entscheidung allerdings modelltechnisch nicht berücksichtigt. In beiden Szenarien ergibt sich daher die gleiche Entwicklung mit identischen volkswirtschaftlichen Kosten.

Die Bereitstellung von Kraftstoffen mittels Power-to-Liquid ist mit sehr hohen Investitionskosten verbunden und sollte daher nur eingesetzt werden, wenn keine Alternative besteht. Anwendung findet diese Technik bei der Dekarbonisierung des Flugverkehrs. Der beim Power-to-Liquid-Prozess entstehende Diesel- und Benzin-Kraftstoff wird im Straßengüterverkehr eingesetzt. Weiterhin kommen in diesen Bereichen auch Erneuerbare Gase zur Anwendung.

Durch die Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs kann der Endenergieverbrauch des Gesamtverkehrs um etwa die Hälfte auf 382 TWh<sup>62</sup> gesenkt werden. Davon entfallen 112 TWh auf den direkten Strombedarf und 127 TWh<sup>63</sup> auf den Bedarf an synthetischen Gasen. Weitere 143 TWh werden durch flüssige synthetische Brennstoffe (EE-Liquids) bereitgestellt.

Der Verkehrssektor setzt sich aus dem Personen- und Güterverkehr zusammen. Diese werden in die Bereiche Straßen-, Schienen-, Flug- und Schiffsverkehr unterteilt. Sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr zeigte sich in den vergangenen Jahren eine Steigerung der Verkehrs- bzw. Transportleistung. Trotz immer effizienterer Technologien wuchs der Endenergieverbrauch im Verkehr auf ca. 740 TWh pro Jahr an.<sup>64</sup> Davon entfällt mehr als die Hälfte auf den Straßenpersonenverkehr, der vom motorisierten Individualverkehr dominiert wird, siehe Abbildung 32.

---

<sup>62</sup> Auf den Brennwert bezogen entspricht dies 404 TWh Ho.

<sup>63</sup> Auf den Brennwert bezogen entspricht dies 141 TWh Ho.

<sup>64</sup> Analog der Vorgehensweise im Wärmesektor richten wir uns nach der Vorgehensweise der AG Energiebilanzen bei der Erstellung der Energiebilanzen für das Bundeswirtschaftsministerium und beziehen uns in der Darstellung des Verkehrssektors stets auf den Heizwert (Hu), vgl. auch Abbildung 12 und Erläuterungen.

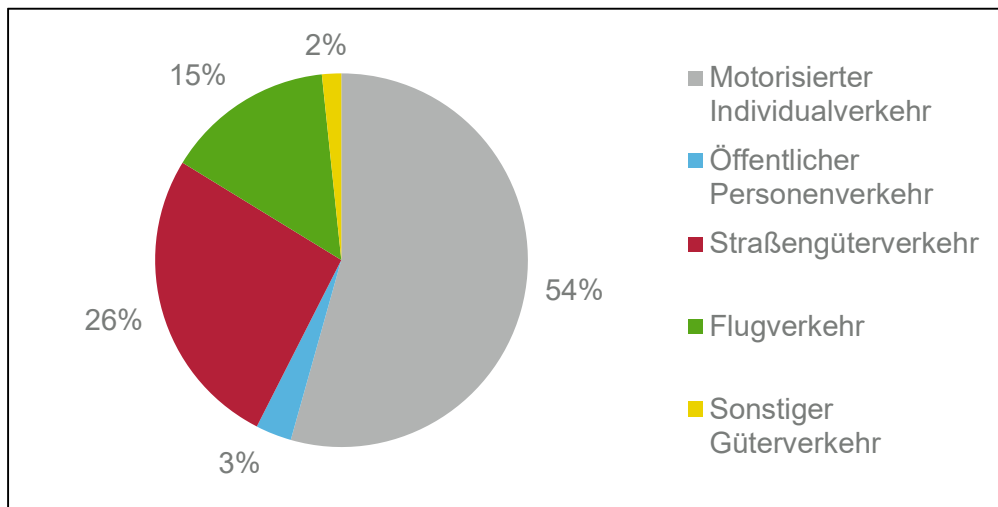


Abbildung 32: Derzeitige Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs im Verkehr<sup>65</sup>

Mit dem Verkehrsmodell von enervis wird der motorisierte Individualverkehr in Deutschland bis 2050 prognostiziert. Um darüber hinaus Aussagen bzgl. des Endenergieverbrauchs in den übrigen Teilbereichen des Verkehrs treffen zu können und insbesondere den ÖPNV, Flug- und Schiffsverkehr sowie Güterverkehr zu analysieren, wird die Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ verwendet. Diese wird im Folgenden mit „DLR-Studie“ abgekürzt. Sie wurde vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und dem Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) verfasst und betrachtet u.a. verschiedene Szenarien zur Entwicklung des Verkehrssektors.

### 5.2.1 Bedarfsentwicklung

Ausgangsbasis für das enervis-Verkehrsmodell ist die derzeitige regionale Verteilung des Pkw-Bestandes in Deutschland (siehe Abbildung 33), die jährlich vom Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) veröffentlicht wird. Davon ausgehend wird der absolute Fahrzeugbestand in jedem Zulassungsbezirk und dessen Verteilung auf die verschiedenen Antriebsarten bis 2050 simuliert.

<sup>65</sup> Eigene Berechnungen und DLR-Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, 2012

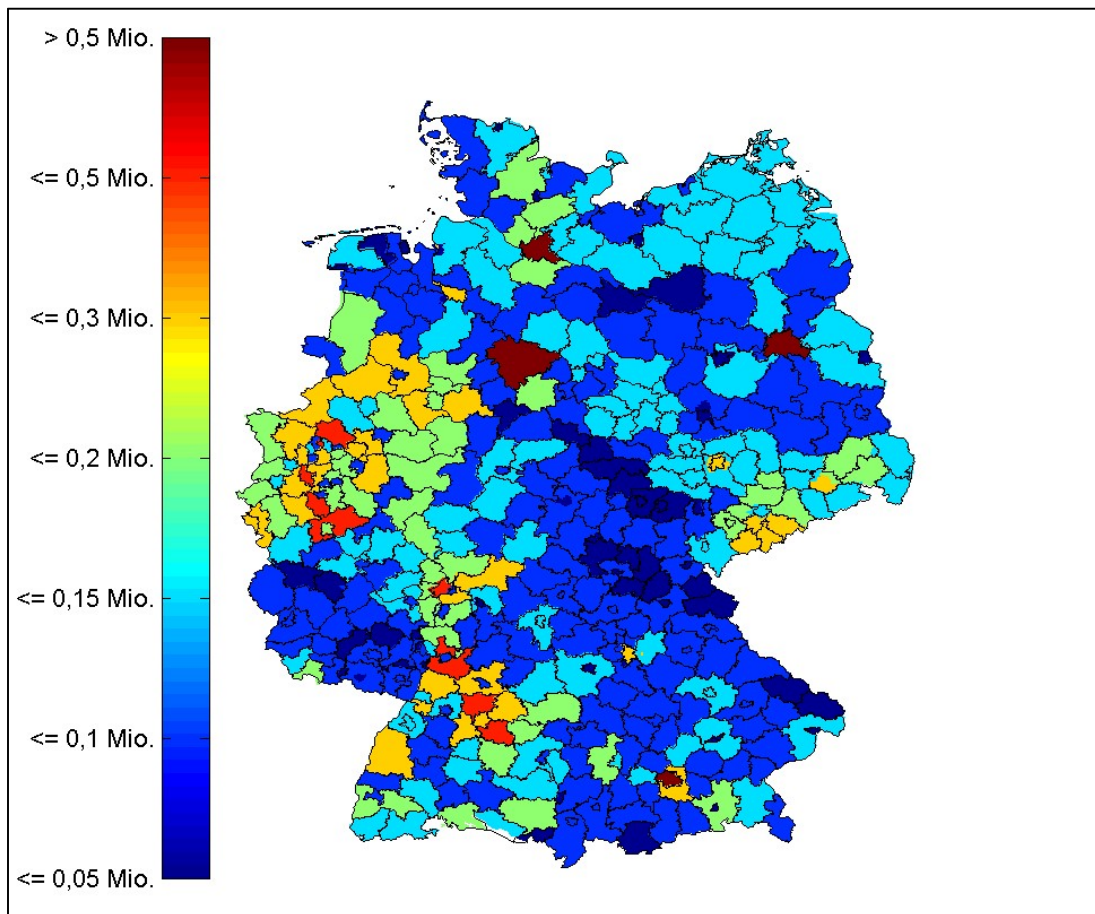


Abbildung 33: Regionale Auflösung des absoluten Pkw-Bestandes im Jahr 2017

Die Verteilung der Technologien bildet die Grundlage zur Bestimmung des Endenergiebedarfs und der damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese können dann den Regionen des Strommarktes und den Regionen des Gasmarktes zugeordnet werden.

enervis verfügt über eine umfangreiche Pkw-Datenbank, die detaillierte Fahrzeugdaten (Preis, Verbrauch, Hubraum, Leistung, Alter, etc.) für alle gängigen Marken und Modelle enthält. Die Fahrzeuge sind darin nach Größe und Antriebsart klassifiziert:

**Fahrzeugklassen:**

- **Microwagen**
- **Kleinstwagen**
- **Kleinwagen**
- **Untere Mittelklasse**
- **Mittelklasse**
- **Obere Mittelklasse**
- **Oberklasse**

**Antriebsarten:**

- **Diesel**
- **Otto**
- **Erdgas (CNG)**
- **Flüssiggas (LPG, Autogas)**
- **Hybrid**
- **Elektro**
- **Brennstoffzelle**

Tabelle 9: Fahrzeugklassen und Antriebsarten im enervis-Verkehrsmodell

Diese Daten werden den vom KBA veröffentlichten Daten bzgl. des Pkw-Bestandes so zugeordnet, dass für jeden Zulassungsbezirk eine Häufigkeitsverteilung der Pkw über die Fahrzeugklassen und Antriebsarten vorliegt. Über alle Fahrzeuge einer Klasse mit demselben Antrieb werden die Eigenschaften, wie z.B. Hubraum, Leistung oder Verbrauch, berechnet,

indem ein gewichtetes Mittel über die jeweilige Anzahl der Fahrzeuge bestimmt wird. Damit wird jede Fahrzeugklasse durch sieben verschiedene typisierte Fahrzeuge (ein Fahrzeug je Antriebsart) charakterisiert.

Aktuelle Fahrzeugmodelle sind in der enervis-Datenbank mit Preisen gemäß Abbildung 34 notiert.

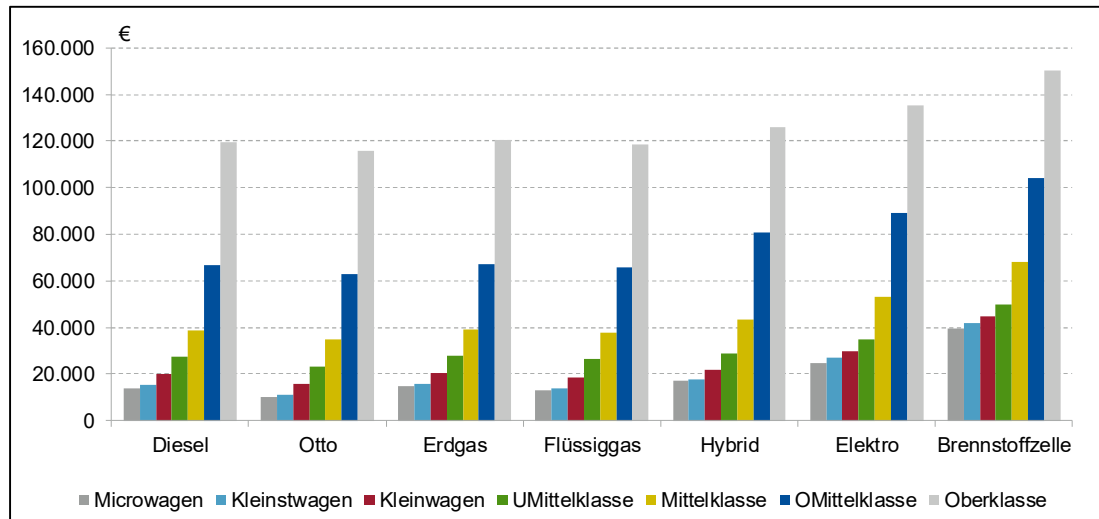


Abbildung 34: Investitionskosten für Pkw

Die Abbildung verdeutlicht, dass Elektro- und Brennstoffzellen Fahrzeuge derzeit die höchsten Anschaffungskosten haben. Die Verbrauchswerte der Fahrzeuge können Abbildung 35 entnommen werden.

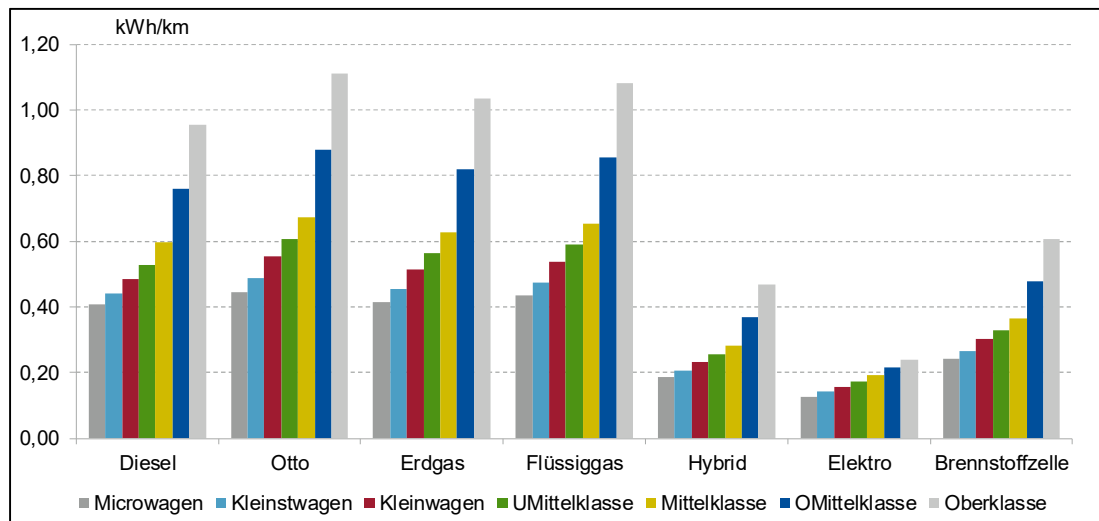


Abbildung 35: Verbrauch von Pkw

Der Verbrauch setzt sich aus den Herstellerangaben und Aufschlägen zur Berücksichtigung des Verbrauchs unter realen Bedingungen zusammen. Bei Hybrid-Fahrzeugen kann sich der Verbrauch in Abhängigkeit vom Fahrprofil deutlich erhöhen.

Das Verkehrsmodell simuliert eine kostenbasierte Umverteilung der Antriebsarten bis 2050. Ist die durchschnittliche Nutzungsdauer eines Pkw erreicht, ist eine Neuanschaffung erforderlich. Der Verbraucher entscheidet auf Basis einer Lebenszykluskostenanalyse unter den sieben Fahrzeugen einer Klasse, ob er die Antriebsart wechselt. Die Fahrzeugklasse bleibt stets unverändert. In den Entscheidungsprozess fließen damit die Anschaffungskosten, der Verbrauch, die Treibstoffpreise, die Fahrleistung, die Nutzungsdauer, die Kfz-Steuern sowie die Kosten für Reparaturen und Autopflege ein. Es wird die kostengünstigste Antriebsart gewählt.

Emotionale Faktoren spielen bei der Fahrzeugwahl keine Rolle. Auch Herausforderungen durch Reichweitenbeschränkungen oder fehlender Infrastruktur, wie fehlender Stromverteilnetzausbau oder Ladesäulen, werden im Rahmen des Modells nicht abgebildet.

Der jährliche Endenergieverbrauch des motorisierten Individualverkehrs wird von verschiedenen Faktoren maßgeblich beeinflusst. Dies ist insbesondere die Entwicklung des Pkw-Bestandes, der jährlichen Fahrleistung und der Fahrzeugkosten.

Die jährlich vom KBA veröffentlichten Zulassungszahlen und Fahrzeugdichten je Zulassungsbezirk bilden die Grundlage für die Vorhersage des Fahrzeugbestandes, indem die prognostizierte Dichte auf die zukünftige Bevölkerungsentwicklung (vgl. Abschnitt 3) angewendet wird. Bis zum Jahr 2050 steigt der Bestand auf rd. 48 Mio. Pkw an (siehe Abbildung 36). Dabei wird angenommen, dass die relative Steigerung der Fahrzeugdichte gegenüber dem Basisjahr für alle Zulassungsbezirke identisch ist.

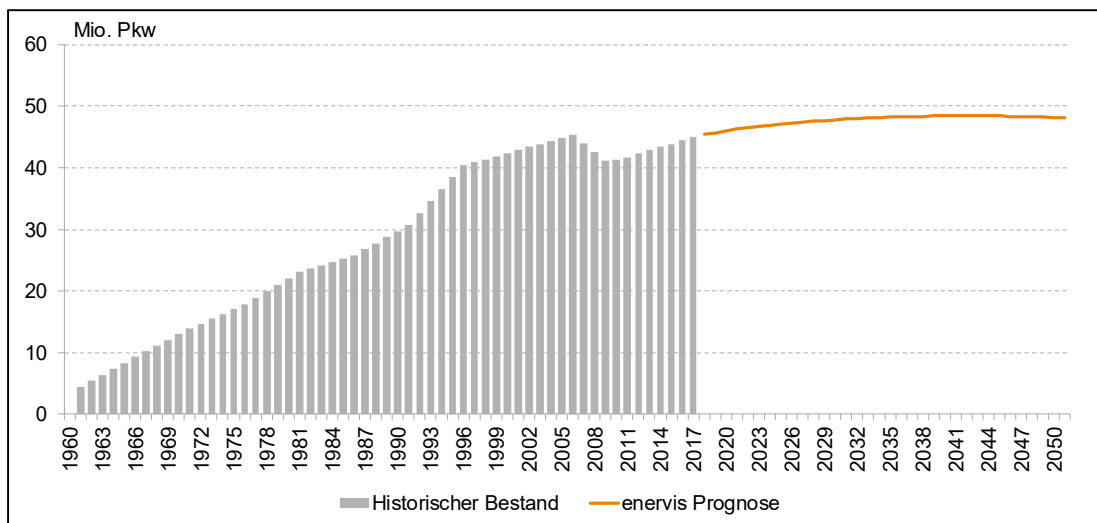


Abbildung 36: Pkw-Bestand in Deutschland<sup>66</sup>

Für den Simulationszeitraum wird eine Nutzungsdauer von 10 Jahren unterstellt. Damit werden jedes Jahr 10% des Fahrzeugbestandes gegen neue Modelle ausgetauscht.

Besonderen Einfluss auf die Entscheidung für eine Antriebsart haben die Fahrleistung, also die jährlich zurückgelegten Kilometer, die Investitionskosten und der Fahrzeugverbrauch. Die Betrachtung der historischen durchschnittlichen Jahresfahrleistung zeigt einen leichten

<sup>66</sup> Eigene Berechnungen und Kraftfahrt-Bundesamt

Rückgang um 0,2% p.a. auf 14.015 km pro Jahr in 2016 (siehe Abbildung 37). Diese Entwicklung wird bis 2050 fortgeschrieben.

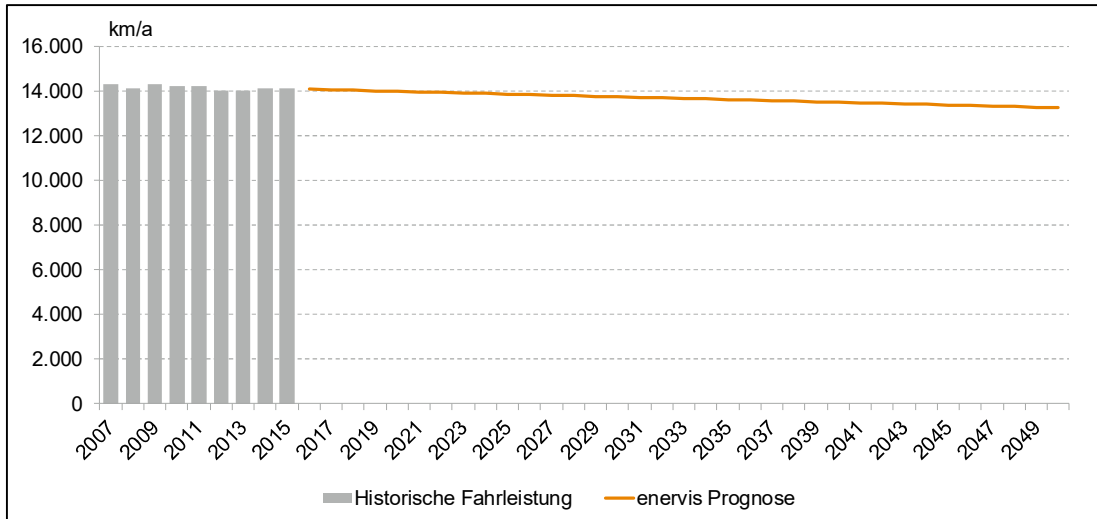


Abbildung 37: Jährliche Fahrleistung in Deutschland<sup>67</sup>

Zu beachten ist dabei, dass die Fahrleistung regional äußerst unterschiedlich ausfällt. In Bundesländern mit geringer Bevölkerungsdichte ist die Fahrleistung im Allgemeinen höher als in Stadtstaaten (siehe Abbildung 38). Die Jahresfahrleistung in den Bundesländern relativ zum Bundesdurchschnitt wird bis 2050 nicht verändert. Im Modell wird die Jahresfahrleistung nach Region unterschieden.

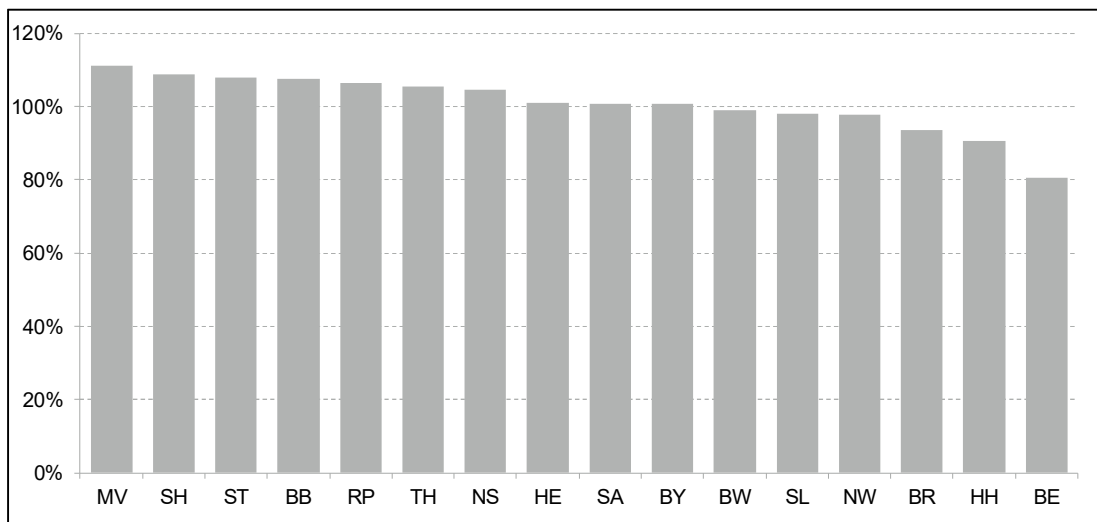


Abbildung 38: Jahresfahrleistung in den Bundesländern in Prozent der Ø-Fahrleistung<sup>68</sup>

Zusätzlich unterscheidet sich die Fahrleistung in Abhängigkeit von der Fahrzeugklasse und der Antriebsart. Mit zunehmender Pkw-Größe steigt die Nutzung des Fahrzeugs. Darüber

<sup>67</sup> Eigene Berechnungen; Kraftfahrt-Bundesamt; check24 (Durchschnittliche PKW-Fahrleistung 2016), 2017

<sup>68</sup> Eigene Berechnungen; Kraftfahrt-Bundesamt; check24 (Durchschnittliche PKW-Fahrleistung 2016), 2017

hinaus werden Diesel-Fahrzeuge im Schnitt fast doppelt so viel bewegt wie Elektro-Fahrzeuge.

Nicht auszuschließen ist, dass mit autonomem Fahren die Zahl der Fahrzeuge, die Zahl der zurückgelegten Kilometer und damit der Bedarf an Energie perspektivisch ansteigen. Darauf weist eine erste Studie hin<sup>69</sup>. Diese mögliche Entwicklung wurde allerdings im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

Zur Prognose der Kosten- und Effizienzentwicklung bis 2050 wird auf eine Studie des Öko-Instituts von 2014 mit dem Titel „Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen – Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050“ zurückgegriffen. Die Kosten umfassen sämtliche Fahrzeugbestandteile wie Motor, Tank, Karosserie und ggf. Batterie und berücksichtigen Lernprozesse ab Beginn der Serienproduktion der Einzeltechnologien, die sich in einem effizienteren Produktionsprozess und damit niedrigeren Beschaffungskosten niederschlagen.

Die Studie setzt im Jahr 2010 auf. Es werden die relative Entwicklung gegenüber 2016 für die verschiedenen Technologien verwandt und auf die Investitionskosten und Verbrauchswerte der Fahrzeuge der enervis-Datenbank angewandt. Für die Kosten- und Effizienzentwicklung von gasbetriebenen Fahrzeugen wird die gleiche Entwicklung wie für Benziner unterstellt.

Effizienzsteigerungen können bis zum Jahr 2050 insbesondere durch die Reduzierung des Fahrwiderstandes erzielt werden (27% gegenüber 2010). Damit reduziert sich auch der Verbrauch von Elektro-Fahrzeugen deutlich, obwohl diese bereits heute einen sehr hohen Wirkungsgrad aufweisen.

Für Fahrzeuge der Mittelklasse ergeben sich damit exemplarisch die Investitionskosten und Verbrauchswerte in 2016 und 2050 gemäß Abbildung 39. Zu erkennen ist dabei, dass sich die Investitionskosten bis 2050 angleichen.

---

<sup>69</sup> <https://www.welt.de/wirtschaft/article169634562/Robotaxis-werden-Mobilitaet-sicherer-machen-und-billiger.html>



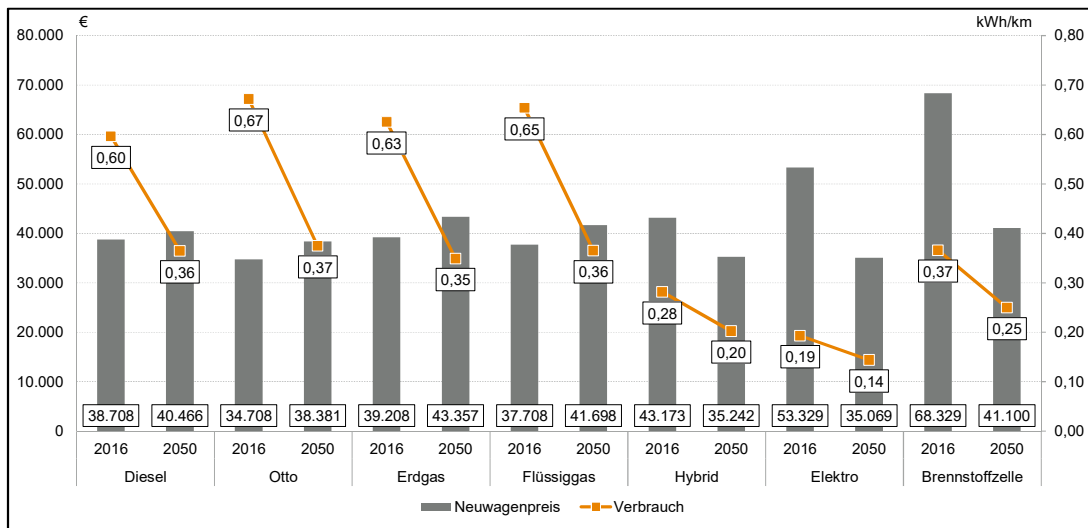


Abbildung 39: Vergleich von Kosten und Verbrauch für Fahrzeuge der Mittelklasse

Ein weiterer Faktor bei der Analyse der Lebenszykluskosten von Fahrzeugen sind die unterstellten Treibstoffpreise. Dabei liegt die Rohstoffpreisprognose gemäß World Energy Outlook zugrunde, siehe Abschnitt 3. Es ergibt sich die in Abbildung 40 dargestellte Entwicklung der Endkundenpreise.

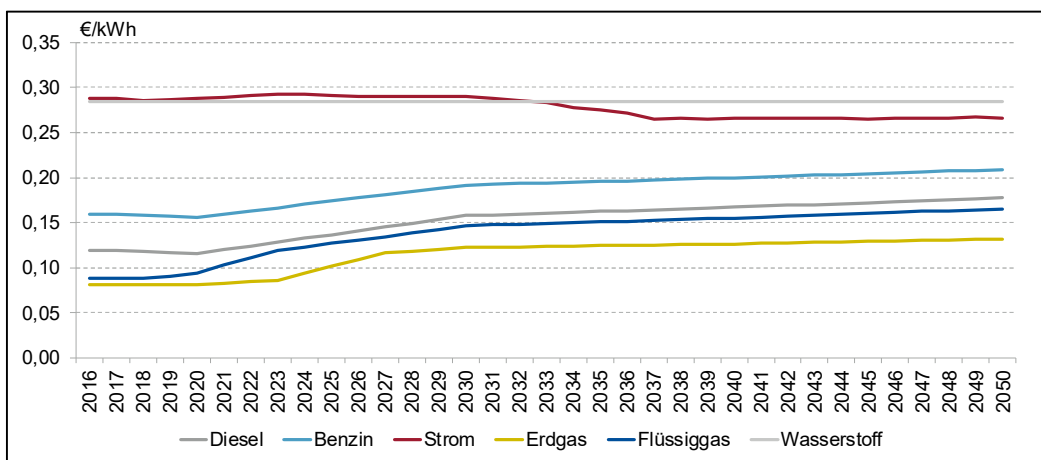


Abbildung 40: Entwicklung der Endkunden-Treibstoffpreise bis 2050<sup>70</sup>

Der überproportional starke Anstieg der Flüssig- bzw. Erdgaspreise ist durch den Wegfall der Steuervergünstigungen ab 2023 bzw. 2027 zu erklären. Für Wasserstoff wird der aktuelle Preis frei Zapfsäule von 9,50 €/kg bzw. 0,29 €/kWh bis 2050 unterstellt.

Das enervis-Verkehrsmodell beschränkt sich in der Modellierung auf den motorisierten Individualverkehr. Der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 ist stark von den Ergebnissen des sich daraus ergebenden Dekarbonisierungspfades abhängig. Der Endenergieverbrauch des übrigen Personen- und Güterverkehrs des Szenarios 2011 A der DLR-Studie, in dem die

<sup>70</sup> Angaben in H<sub>u</sub>

Hälfte der Fahrleistung des Pkw-Verkehrs im Jahr 2050 durch Elektro- und Hybrid-Fahrzeuge erbracht wird, wird zur Ergänzung dieser Modellrechnungen verwendet.

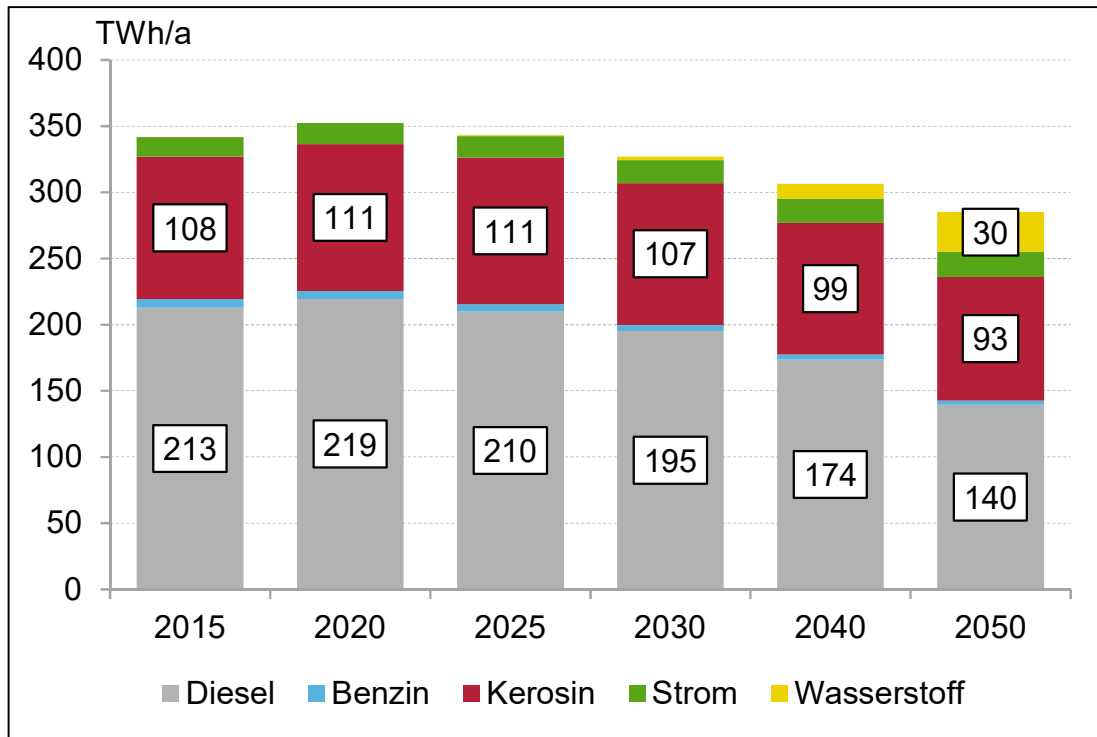


Abbildung 41: Endenergieverbrauch im übrigen Verkehr je Kraftstoffart<sup>71</sup>

## 5.2.2 Möglichkeiten der Dekarbonisierung

Zur Dekarbonisierung des Verkehrs bis zum Jahr 2050 kann im Extremfall entweder ein massiver Ausbau von Elektrofahrzeugen forciert werden oder es werden sämtliche Kraftstoffe mittels Power-to-Gas und Power-to-Liquid in synthetischer Form bereitgestellt, vgl. auch Abschnitt 4. Biogene Kraftstoffe werden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

Im Bereich des motorisierten Individualverkehrs ist auf Basis der Parametrisierung des Modells ein Kostenvorteil von Elektrofahrzeugen im späteren Verlauf zu erkennen. Hierbei sind jedoch keine emotionalen oder andere weiche Faktoren, wie zum Beispiel Reichweite oder Dauer des Lade- bzw. Tankvorgangs, berücksichtigt worden. Außerdem sind im Bereich der Elektrofahrzeuge keine Kosten für den Zubau der notwendigen Infrastruktur im öffentlichen Raum (Verteilnetze, Ladesäulen) bzw. im privaten Bereich (Steckdosen) zum Ansatz gebracht worden. Dies führt im Ergebnis in der Modellierung zu einem idealisierten Zubau der Elektromobilität.

Im Gegensatz zur Elektromobilität sind mit Gas-betriebenen Fahrzeugen Vorteile in Form großer Reichweiten und geringer Ladedauern verbunden. Eine Dekarbonisierung des Verkehrs wäre durch die Nutzung Erneuerbarer Gase ebenfalls möglich. Der Ausbau der Stromverteilnetze könnte darüber hinaus mit Gas-betriebenen Fahrzeugen reduziert werden.

<sup>71</sup> DLR- Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, 2012. Angaben in H<sub>2</sub>

Ebenso wird aller Voraussicht nach dem Verbrennungsmotor in sicherheitssensiblen Sektoren (Gesundheitswesen, Hilfswerke, Sicherheitsdienste und Militär) weiter eine relevante Bedeutung beigemessen. Aufgrund der Klimaziele müssten allerdings Erneuerbare Kraftstoffe zum Einsatz kommen.

Im Gegensatz zum Wärmesektor wird daher im Verkehrssektor nur ein Zielszenario („Dekarbonisierungsszenario“) mit Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs betrachtet, d.h. die Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* sind identisch.

Aufgrund der technischen Erfordernisse wird der Güter-, Schienen-, Schiff- und Luftfahrtverkehr nicht nur mit Strom, sondern auch mittels Power-to-Liquid und Power-to-Gas dekarbonisiert. Ausgangsbasis bildet hierbei die DLR-Studie. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass im Luftverkehr keine Alternative zur synthetischen Herstellung von Kerosin mittels Power-to-Liquid besteht. Dabei fallen zwangsläufig entsprechende synthetisch hergestellte Mengen an Diesel und Benzin als Kuppelprodukte an, vgl. Abschnitt 4.

Zur Dekarbonisierung des Verkehrs erfolgt im motorisierten Individualverkehr eine sukzessive Umstellung auf Elektrofahrzeuge wie Abbildung 42 verdeutlicht.

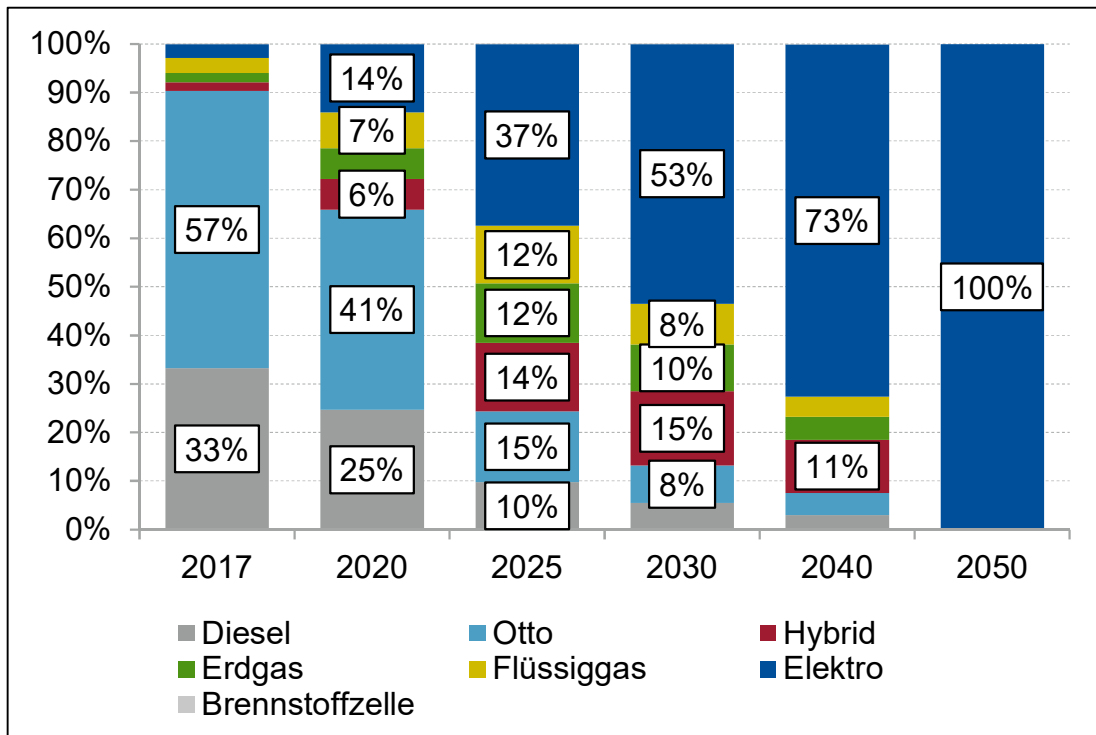


Abbildung 42: Verteilung der Antriebsarten im motorisierten Individualverkehr

Im Jahr 2050 umfasst der motorisierte Individualverkehr somit nur noch Elektro-Fahrzeuge mit einem Gesamtenergieverbrauch von 93 TWh (siehe Abbildung 43).

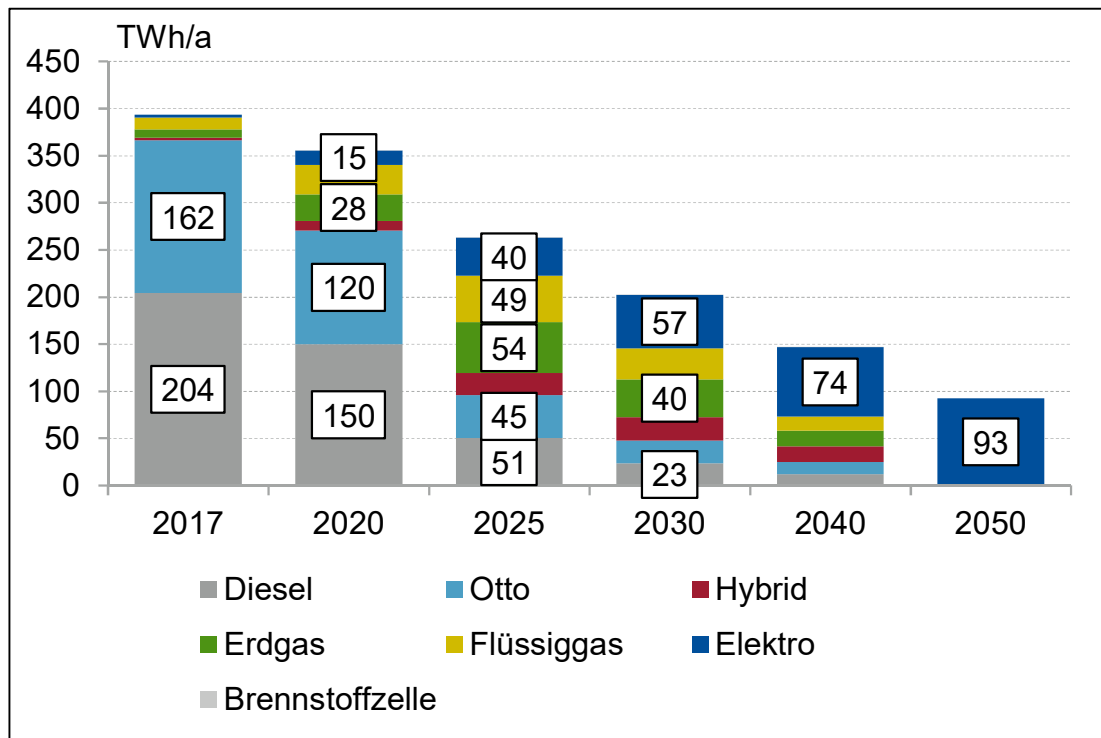


Abbildung 43: Endenergieverbrauch im motorisierten Individualverkehr<sup>72</sup>

Der übrige Verkehr (Gesamtverkehr ohne motorisierten Individualverkehr) kann nur bedingt elektrifiziert werden. Insbesondere im Flugverkehr ist eine Umstellung auf Elektro- oder auch Gasantrieb technisch nicht möglich. Für den Flugverkehr werden in 2050 ca. 93 TWh Kerosin Kraftstoff benötigt, der synthetisch über Power-to-Liquid hergestellt werden muss. Die bei Power-to-Liquid entstehende Flüssigkeit besteht jedoch nur zu höchstens 50% aus Kerosin. Der Rest setzt sich zu gleichen Teilen aus Benzin und Diesel zusammen<sup>73</sup>, vgl. Abschnitt 4. Zur Bereitstellung des Kerosins im Jahr 2050 werden aufgrund des PtL-Wirkungsgrades von 45% ca. 415 TWh Strom benötigt. Der mitproduzierte Diesel- bzw. Benzin-Kraftstoff wird im Güterverkehr eingesetzt. Während der Benzinbedarf des übrigen Verkehrs damit gedeckt werden kann, werden zusätzliche Dieselmengen benötigt. Die Dieselmotoren des DLR Szenarios werden in dieser Studie durch gasbetriebene Fahrzeuge ersetzt, d.h. Lkw mit Dieselantrieb werden durch Fahrzeuge mit Gasantrieb dekarbonisiert. Dabei wird angenommen, dass sich der Verbrauch des Gas-betriebenen Fahrzeugs leicht gegenüber dem Dieselfahrzeug erhöht. Zusätzliche Kosten gegenüber dem Dieselfahrzeug fallen jedoch nicht an. Das Erneuerbare Gas wird über Power-to-Gas bereitgestellt. Der Energiebedarf setzt sich im übrigen Verkehr gemäß Abbildung 44 zusammen.

<sup>72</sup> Alle Angaben in H<sub>u</sub>

<sup>73</sup> Senden, M., M., G., Shell Research Technology Center Amsterdam; Jacometti, J., Shell International Petroleum Company Ltd; Saw Choo Boon, Shell MDS (Malaysia): Shell Middle Distillate Syntheses: The Process, its products and commercial plant experience; 1996 Gasification Technologies Conference, October 2-4, 1996, Mark Hopkins

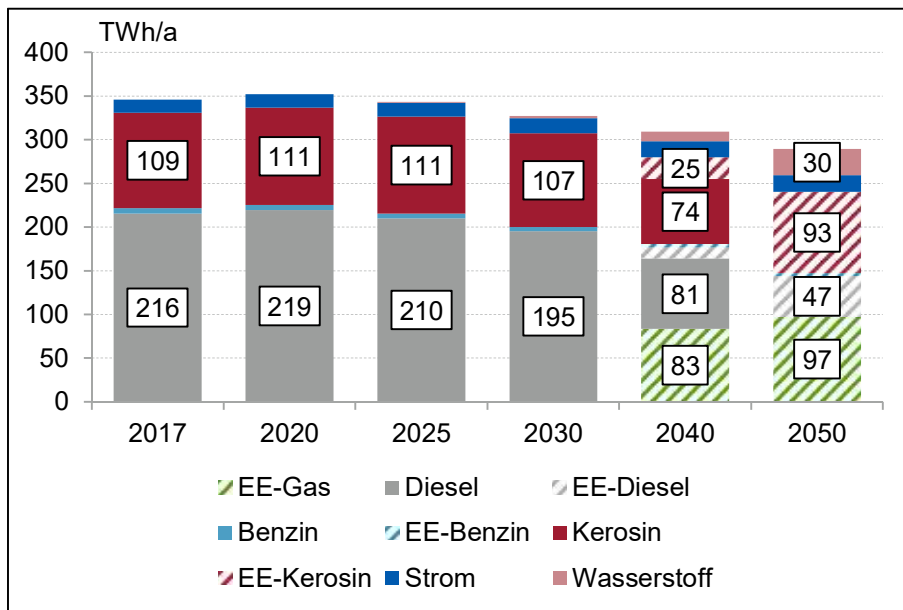


Abbildung 44: Endenergieverbrauch je Kraftstoff im übrigen Verkehr<sup>74</sup>

In Summe ergibt sich ein Verkehrssektor, der im Zieljahr 2050 treibhausgasneutral ist. Der Endenergieverbrauch sinkt dabei um fast die Hälfte auf 382 TWh (dies entspricht 404 TWh H<sub>o</sub>), davon entfallen mehr als zwei Drittel auf den Straßenverkehr (siehe Abbildung 45).

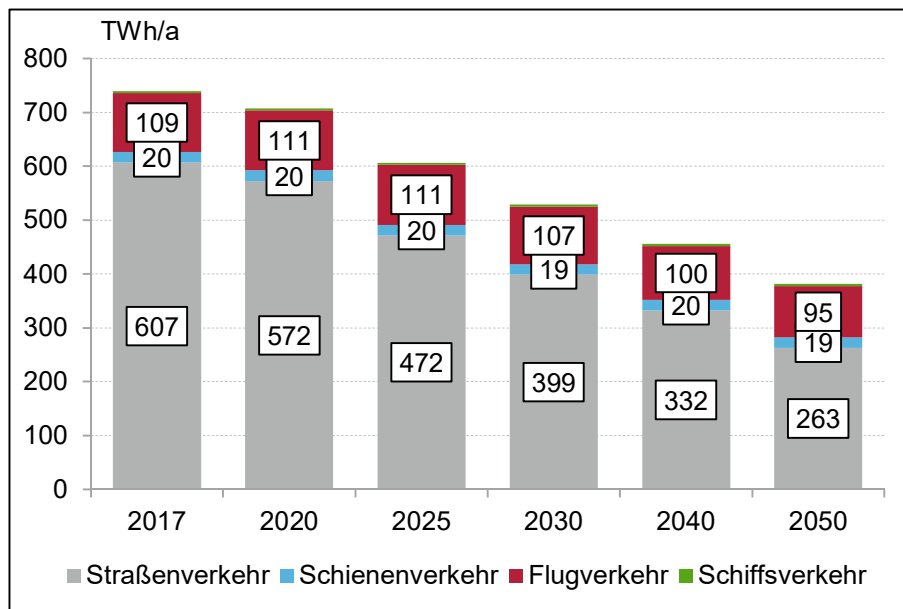


Abbildung 45: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gesamtverkehr<sup>75</sup>

<sup>74</sup> Alle Angaben in H<sub>u</sub>

<sup>75</sup> Alle Angaben in H<sub>u</sub>

Im gesamten Verkehr setzt sich der Endenergieverbrauch durch die Kraftstoffarten gemäß Abbildung 46 zusammen. Während im motorisierten Individualverkehr nur Strom benötigt wird, muss für den Flugverkehr Kerosin mittels Power-to-Liquid hergestellt werden. Insgesamt werden 143 TWh (entspricht 151 TWh H<sub>2</sub>) synthetischer Kraftstoffe im Jahr 2050 produziert.

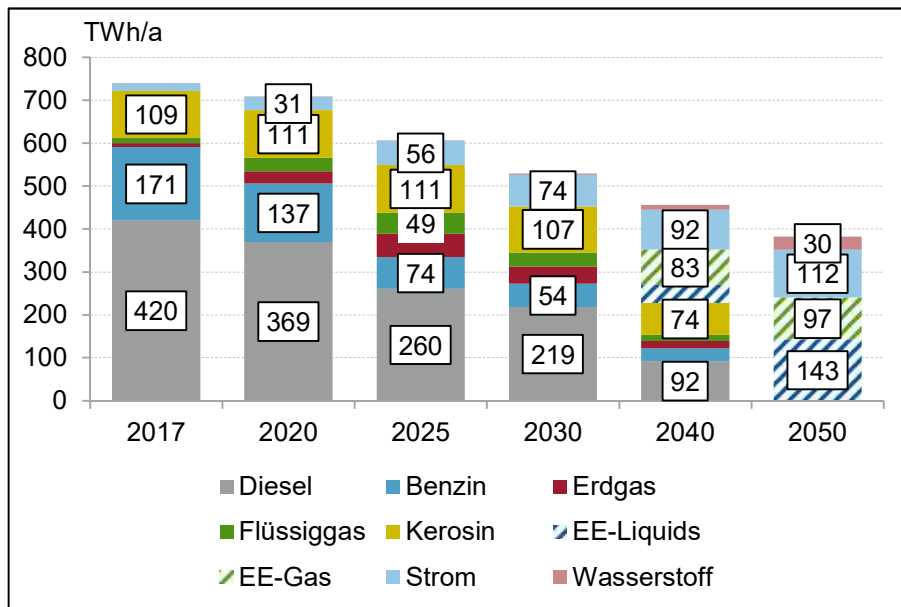


Abbildung 46: Endenergieverbrauch je Kraftstoffart im Gesamtverkehr<sup>76</sup>

### 5.2.3 Volkswirtschaftliche Kosten

Die Anforderungen an die Dekarbonisierung des Verkehrssektors verursachen im Zeitraum von 2017 bis 2050 Kosten für die Investition in neue Pkw und deren Haltung bzw. Wartung in Höhe von ca. 6.326 Mrd. €, siehe Tabelle 10. Zur Vorgehensweise bei der Berechnung der volkswirtschaftlichen Kosten siehe 3. Aufgrund der vollständigen Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs entfällt der Großteil der Kosten auf Elektro-Fahrzeuge.

Gesamt Invest- und Betriebskosten 2017 – 2050 [Mio. €]	Maximale Elektrifizierung und Optimiertes System
Elektrofahrzeuge	4.392.332
Gasbasierte Fahrzeuge	705.460
Sonstige	1.228.058
<b>Gesamt</b>	<b>6.325.851</b>

Tabelle 10: Investitions- und Betriebskosten im mot. Individualverkehr

<sup>76</sup> Alle Angaben in H<sub>2</sub>

In dem Dekarbonisierungsszenario entstehen in dem gleichen Zeitraum insgesamt 242. Mrd. € Kosten für Brennstoffe, siehe Tabelle 11.

Gesamt Brennstoffkosten 2017 – 2050 [Mio. €]	Maximale Elektrifizierung und Optimiertes System
Strom	Bilanzierung im Stromsektor
Fossiles Gas	39.417
Fossile flüssige Brennstoffe	202.824
Erneuerbares Gas	Bilanzierung im Stromsektor
Gesamt	242.241

Tabelle 11: Brennstoffkosten im mot. Individualverkehr

Die volkswirtschaftlichen Kosten des Restverkehrs (Investitions-, Betriebs- und fossile Brennstoffkosten) werden im Rahmen dieser Studie nicht ausgewiesen.<sup>77</sup>

#### 5.2.4 Strom- und Gasbedarf

In Abbildung 47 ist der sich ergebende Strom- und Gasbedarf im Verkehrssektor im Zieljahr 2050 auf Tagesbasis dargestellt. Hinsichtlich des direkten Stromverbrauches (vor allem im motorisierten Individualverkehr) wird eine Wochenstruktur unterstellt. Weiterhin ist der indirekte Strombedarf aus PtL als Band angedeutet. Eine Strukturierung ist an dieser Stelle nicht möglich, da die PtL-Anlagen basierend auf Stromlastsignalen in der weiteren Modellierung eingesetzt werden und nicht basierend auf der Nachfragestruktur nach synthetischen flüssigen Brennstoffen. Eine entsprechende Speicherbarkeit der erzeugten flüssigen Brennstoffe wird vorausgesetzt (z.B. von synthetischem Diesel an Tankstellen). Gleiches gilt für die Gasnachfrage im Verkehrsmarkt (rechter Teil der Abbildung).

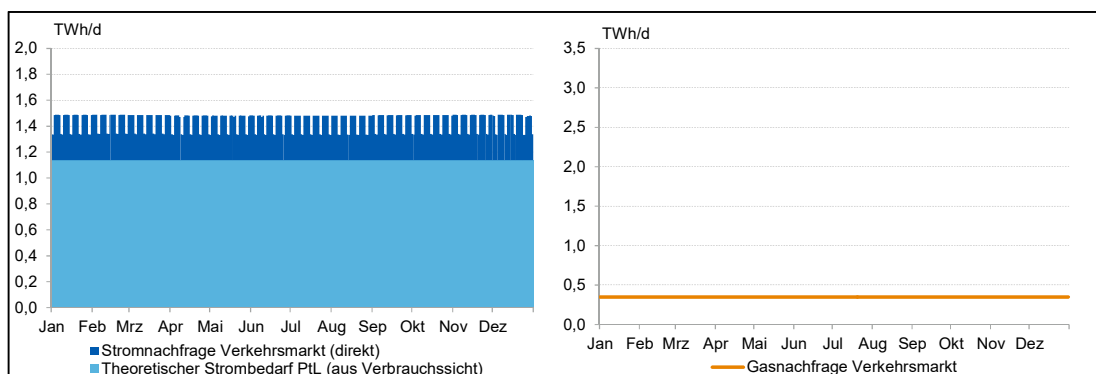


Abbildung 47: Strukturierte Strom- und Gasnachfrage im Verkehrssektor im Jahr 2050<sup>78</sup>

<sup>77</sup> entsprechende Annahmen werden aus der DLR-Studie nicht ersichtlich.

<sup>78</sup> Angaben in H<sub>u</sub>

## 5.3 FeedStock

### Kurzfassung des Abschnitts

FeedStock beschreibt denjenigen Anteil der Brennstoffe, der nicht zur Erzeugung von Strom oder Wärme eingesetzt wird, sondern stattdessen zum nichtenergetischen Verbrauch überwiegend in der Chemiebranche zur Gewinnung von chemischen Grundstoffen Verwendung findet.

Die Rohstoffbasis der chemischen Industrie besteht derzeit überwiegend aus Erdöl und zu einem kleinen Anteil aus Erdgas.

Zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele wird davon ausgegangen, dass der Bereich FeedStock im Zieljahr 2050 komplett über Erneuerbares Gas bedient werden kann. Somit müssen 278 TWh Erneuerbare Gase bereitgestellt werden.

Die Nutzung fossiler Brennstoffe in den Sektoren Wärme und Verkehr hat zumeist einen direkten Ausstoß von CO<sub>2</sub> zur Folge. Im FeedStock-Sektor ist dies nicht der Fall. FeedStock beschreibt denjenigen Anteil der Brennstoffe, der nicht zur Erzeugung von Strom oder Wärme eingesetzt, sondern zum nicht-energetischen Verbrauch überwiegend in der Chemiebranche zur Gewinnung von chemischen Grundstoffen eingesetzt wird.

Im Zuge der Dekarbonisierung sind auch hier fossile Brennstoffe soweit wie möglich durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen, da im Verlauf des Produktlebenszyklus der hergestellten Produkte der eingesetzte Kohlenstoff indirekt freigesetzt wird. Dies geschieht beispielsweise, wenn Abfälle in Müllverbrennungsanlagen energetisch verwandt werden oder der Einsatzstoff in anderer Form, beispielsweise als Dünger, der Umwelt zugeführt wird. Als Exportnation werden in Deutschland viele Grundstoffe über Produkte in andere Länder ausgeführt. Daher werden Emissionen des FeedStocks unabhängig von der Bilanzierungsmethodik weder in der energie- noch in der prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Bilanz vollständig erfasst.

### 5.3.1 Bedarfsentwicklung

Die folgende Abbildung 48 zeigt die Zusammensetzung der Ausgangsprodukte der chemischen Industrie im Bereich FeedStock in den Jahren 2008-2012.



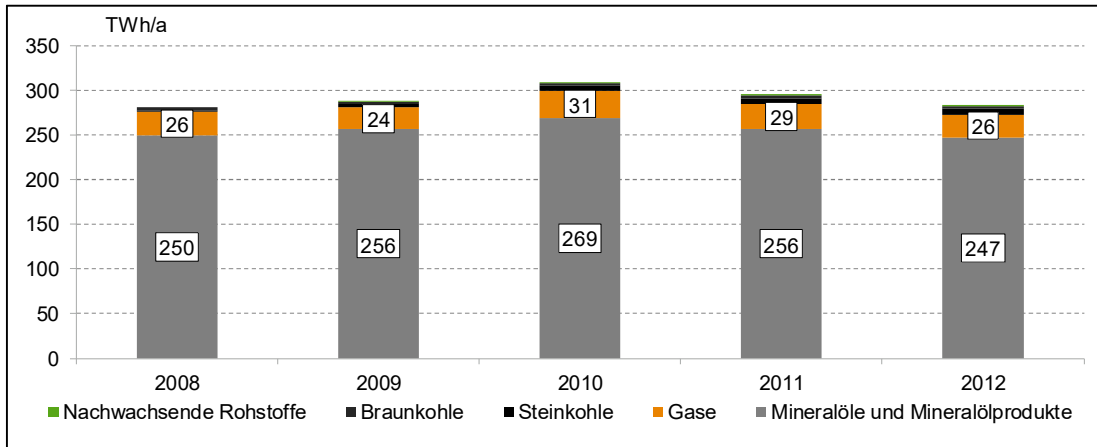


Abbildung 48: Historische Zusammensetzung des FeedStocks nach Brennstoffen<sup>79</sup>

Die Rohstoffbasis der chemischen Industrie besteht überwiegend aus Erdöl. Mit großem Abstand folgt Erdgas. Der Anteil von Stein- und Braunkohle sowie Erneuerbaren Energien in Form von Biomasse ist marginal.

Der zukünftige Primärenergiebedarf des FeedStock-Sektors in Deutschland bis 2050 wird im Rahmen einer DLR Studie, wie in Abbildung 49 dargestellt, bis 2020 als leicht rückläufig und anschließend als konstant angesetzt.<sup>80</sup>

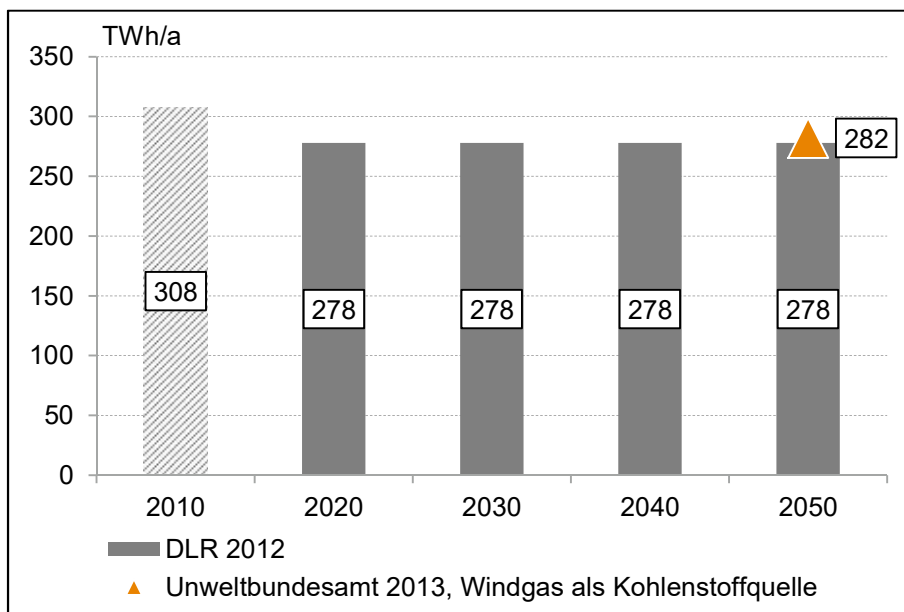


Abbildung 49: Prognosen zum Primärenergiebedarf des FeedStocks bis 2050

<sup>79</sup> AG Energiebilanzen, Länderbilanzen 2008 – 2012.

<sup>80</sup> DLR et al., Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, 2012, S. 101, 115

### 5.3.2 Möglichkeiten der Dekarbonisierung

Im Sektor FeedStock findet in den Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* eine Dekarbonisierung der Grundstoffindustrie über Erneuerbare Gase statt, die mit Power-to-Gas synthetisch erzeugt werden. Das über erneuerbaren Strom erzeugte Gas kann, wie in Abschnitt 4 erläutert, als Erneuerbares Gas eingestuft werden.

Die modernen Anlagen und Prozesse zur stofflichen Nutzung von Erdöl und -gas, häufig unter dem Begriff Petrochemie zusammengefasst, sind das Resultat von intensiver Forschung und Entwicklung, deren Anfänge weit in das vergangene Jahrhundert hineinreichen. In Folge dessen sind die auf Erdöl und -gas als Rohstoff basierenden Wertschöpfungsketten der Grundstoffchemie hochgradig komplex und eng miteinander verflochten. Nachfolgende Abbildung 50 gibt einen groben Überblick der Verflechtung von Einsatzstoff und Produktgruppe des FeedStock-Sektors.

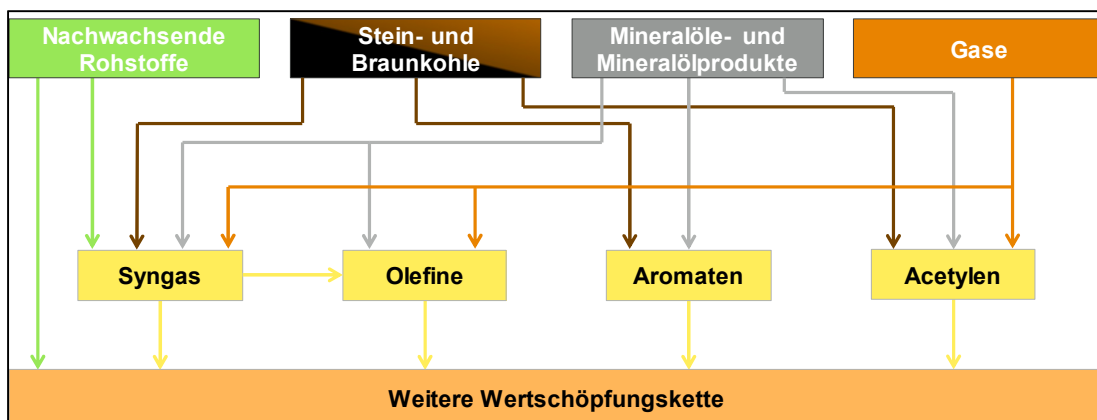


Abbildung 50: Ausgangsprodukte und Produkte des FeedStock Sektors<sup>81</sup>

Die Entwicklung einer dekarbonisierten Grundstoffchemie hingegen, die alternativ zur Petrochemie auf elektrochemische Verfahren, wie beispielsweise die Herstellung synthetischer Gase, setzt, befindet sich im frühen Stadium und weist noch keinen vergleichbaren Reifegrad auf. Daher ist aus heutiger Perspektive unklar, welche Laborverfahren im industriellen Maßstab sinnvoll anwendbar sind und wie die Wertschöpfungsketten einer dekarbonisierten Grundstoffchemie aussehen könnten. Grundsätzlich ist die nahezu vollständige Substitution des FeedStocks durch elektrochemisch hergestellte Kohlenwasserstoffe aber technisch umsetzbar.

Im Rahmen der Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* wird bis 2050 von einer vollständigen Substitution ausgegangen, so dass der FeedStock klimaneutral bereitgestellt wird, um eine CO<sub>2</sub>-neutrale Herstellung von Produkten zu ermöglichen. Auf Grund der langen Investitionszyklen in der Grundstoffchemie und des hohen Forschungsbedarfs ist dieser Transformationsprozess, wie in Abbildung 51 dargestellt, aber erst 2050 vollständig abgeschlossen. Der bereitzustellende Primärenergiebedarf des FeedStock entspricht den Annahmen der DLR Studie, die für 2050 von einem Bedarf von 278 TWh/a ausgeht.

Für die vollständig CO<sub>2</sub>-neutrale Versorgung des FeedStock sind erhebliche Mengen erneuerbarer Energieträger notwendig. Für die Umsetzung in die entsprechenden Produkte, ist die Industrie auf einen Energieträger angewiesen, der Kohlenwasserstoffketten enthält. Damit ist

<sup>81</sup> Abbildung nach VCI, Rothermel - Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen in der chemischen Industrie, 2008, S. 5, VCI

die Bereitstellung eines Basisgasbedarfes von etwa 278 TWh pro Jahr mit Erneuerbaren Gasen zwangsläufig notwendig. Die Erzeugung der Erneuerbaren Gase erfolgt mittels Power-to-Gas Technologien. Die alternative Bereitstellung des Kohlenstoffs in flüssiger Form mittels des Power-to-Liquids Verfahrens wird nicht weiter betrachtet. Wie in Abschnitt 4 erläutert, ist davon auszugehen, dass dieses Verfahren zu erheblichen Mehrkosten im Vergleich zum Power-to-Gas Verfahren führen würde. Weiterhin bietet die Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur ein hohes Maß an Flexibilität und Versorgungssicherheit zur Versorgung der Industrie.

Die getroffenen Annahmen zum FeedStock sind in den Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* identisch und konsistent zur Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ des Umweltbundesamts. In dieser Studie wird im Jahr 2050 vom Einsatz von 278 TWh/a regenerativ erzeugten Methans für den FeedStock ausgegangen<sup>82</sup>, siehe Abbildung 51.

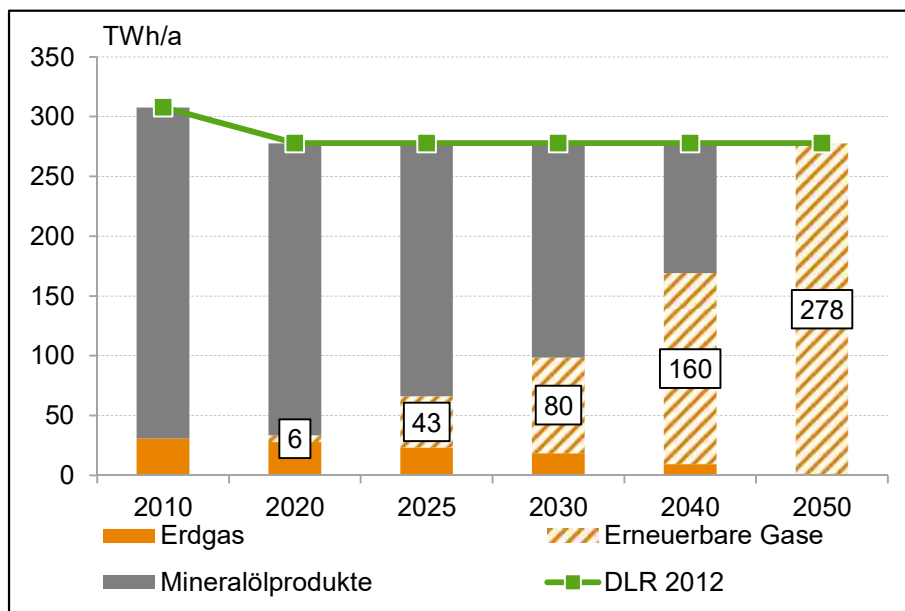


Abbildung 51: Zusammensetzung der FeedStock-Mengen in den Szenarien<sup>83</sup>

Eine Abschätzung der in der chemischen Industrie anfallenden Kosten zur Umstellung der Produktionsprozesse von Mineralöl und ähnlichen Produkten auf Methan (in Form von Erdgas oder synthetischem Gas) wird in dieser Studie nicht vorgenommen. Durch die identische Behandlung des FeedStock in beiden Szenarien kann davon ausgegangen werden, dass diese Kosten in beiden Szenarien in gleicher Höhe anfallen würden. Demzufolge spielen sie bei einem Vergleich beider Szenarien keine Rolle und können vernachlässigt werden.

<sup>82</sup> Umweltbundesamt, Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, S. 9, Oktober 2013

<sup>83</sup> Angaben in  $H_0$

### 5.3.3 Volkswirtschaftliche Kosten

In Tabelle 12 sind die im Zeitraum von 2017 bis 2050 anfallenden Brennstoffkosten im Bereich FeedStock aufgeführt. Diese ergeben sich aus dem angenommenen Dekarbonisierungspfad, siehe Abbildung 51, und sind aufgrund der getroffenen Annahmen in beiden Szenarien gleich. Weitere volkswirtschaftliche Kosten im Bereich FeedStock werden im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

Gesamt Brennstoffkosten 2017 – 2050	<i>Maximale Elektrifizierung und Optimiertes System</i>
Fossile Brennstoffe	329 Mrd. €
Synthetisches Gas	Sektorübergreifende Bilanzierung im Stromsektor
Sonst. Erneuerbares Gas	Sektorübergreifend bilanziert

Tabelle 12: Brennstoffkosten im Zeitraum 2017 – 2050 im FeedStock

### 5.3.4 Strom- und Gasbedarf

In Abbildung 51 ist die sich ergebende Gasnachfrage im Bereich FeedStock im Jahr 2050 dargestellt. Es wird von einer konstanten Nachfrage ausgegangen.

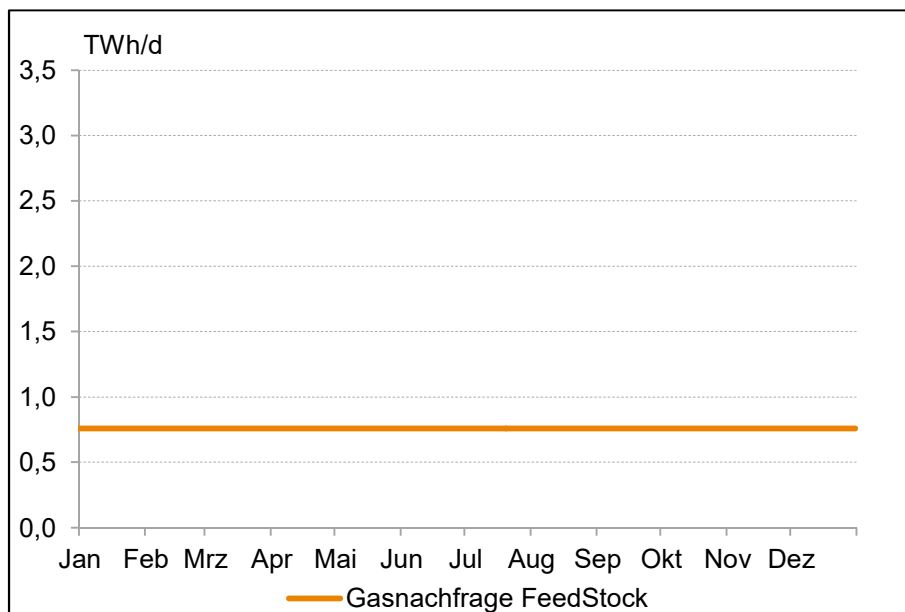


Abbildung 52: Gasnachfrage FeedStock im Zieljahr 2050<sup>84</sup>

<sup>84</sup> Angaben in H<sub>2</sub>

## 5.4 Stromsektor

### Kurzfassung des Abschnitts

Der Gesamtstrombedarf setzt sich aus dem direkten Stromverbrauch der Endkundensektoren Wärme, Verkehr, FeedStock und Strom zusammen. Zusätzlich ist der Stromverbrauch von Stromspeichern aus Speicherverlusten berücksichtigt. Weiterhin ergibt sich ein indirekter Strombedarf aus der Verwendung der PtG- und PtL-Technologien zur Erzeugung im Endkundenmarkt benötigter Erneuerbarer Gase und Liquids und zum Betrieb von Back-Up-Kapazitäten benötigter Erneuerbarer Gase.

Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* steigt der Gesamtstrombedarf auf 1.991 TWh, im Szenario *Optimiertes System* auf 2.136 TWh bis zum Jahr 2050. Gegenüber dem heutigen Gesamtstrombedarf von ca. 600 TWh entspricht dies jeweils einem Anstieg auf mehr als das Dreifache. Während der Stromverbrauch im Szenario *Maximale Elektrifizierung* vor allem durch die umfassende Elektrifizierung des Wärmemarktes getrieben wird, steigt dieser im Szenario *Optimiertes System* durch die Erzeugung von Erneuerbarem Gas zur Nutzung im Wärmemarkt. Aufgrund von Wirkungsgradverlusten ist der Strombedarf im Szenario *Optimiertes System* größer. Weiterhin benötigen beide Szenarien umfassende Strommengen zur Bereitstellung von Erneuerbaren Gasen und Liquids zur Verwendung im FeedStock- und Verkehrssektor mittels PtG und PtL.

Die Entwicklung des Strombedarfs als Teil des Endenergiebedarfs in den Sektoren Wärme, Verkehr und FeedStock wurde in den vorangegangenen Abschnitten erläutert. Alle weiteren Stromverbräuche werden im sogenannten „Basisstromverbrauch“ zusammengefasst. Der Basisstromverbrauch beinhaltet alle sonstigen strombasierten Endanwendungen der Sektoren Haushalte, GHD und Industrie<sup>85</sup> inklusive Netzverluste, allerdings exklusive der Pumpspeichernachfrage.

### 5.4.1 Bedarfsentwicklung

Für die Prognose der Entwicklung des Basisstromverbrauchs wird von einem Rückgang des Gesamtstromverbrauchs von 0,8 % pro Jahr gegenüber dem Basisjahr 2017 ausgegangen.<sup>86</sup> Dieser Rückgang entspricht auf Jahresbasis in etwa dem Strom-Effizienzziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 (10% Reduktion gegenüber 2008). Bezogen auf die Annahmen zur Entwicklung des BIP (siehe Abschnitt 3) folgt daraus eine mittlere Effizienzsteigerung (in GWh Strom/Mrd € BIP) von 1,4 % pro Jahr gegenüber 2017. Dies deckt sich auch mit den Annahmen der Klimaschuttszenarien des BMUB (2015).

Die Entwicklung des Basisstromverbrauchs bis zum Jahr 2050 unterscheidet sich zwischen den Szenarien nicht. Abbildung 53 zeigt die Struktur des Basisstromverbrauchs im Jahr 2050 auf Tagesbasis in TWh/d<sup>87</sup>. Erkennbar ist die Werk- und Feiertagsstruktur. Wochenenden und Feiertage zeigen deutlich niedrigere Stromverbräuche gegenüber Werktagen auf.

---

<sup>85</sup> Z.B. Klima- und Prozesskälte, mechanische Energie, IKT, Beleuchtung.

<sup>86</sup> In Anlehnung an das Klimaschuttszenario 95 % aus BMUB (2015): Klimaschuttszenario 2050 – 2.Endbericht

<sup>87</sup> Zum verwendeten Klimajahr, siehe Abschnitt 3.

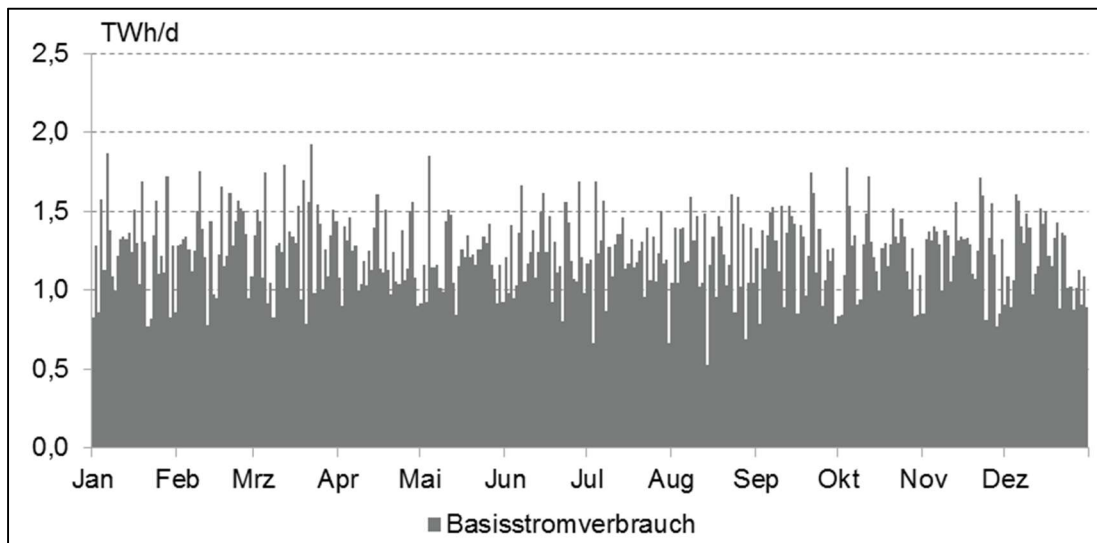


Abbildung 53: Tagesstruktur des Basisstromverbrauchs im Zieljahr 2050

In den vorangegangenen Abschnitten zum Wärme- und Verkehrssektor (Abschnitt 5.1 und 5.2) wurden für die beiden Zielszenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* Dekarbonisierungspfade zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele beschrieben. Diese halten die sektorspezifischen Vorgaben des Klimaschutzplans ein und erreichen das Ziel eines treibhausgasneutralen Energiesystems im Jahr 2050. Neben Biomethan und der energetischen Verwertung von Abfällen benötigt dieses Energiesystem vor allem Strom: Entweder direkt in elektrischen Endanwendungen genutzt oder indirekt durch die Verwendung von Erneuerbaren Gasen oder Liquids. Zusätzlich fallen Wandlungsverluste in Batterie- und Pumpspeichern an, die ebenfalls durch zusätzliche Stromerzeugung bereitgestellt werden müssen.<sup>88</sup> Für eine vollständige Treibhausgasneutralität des Energiesystems müssen diese Strommengen (unter Berücksichtigung von Abregelungsmengen) durch erneuerbare Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden.

#### 5.4.2 Gesamtstrombedarf der Szenarien

Im Folgenden wird der Gesamtstrombedarf der beiden Szenarien dargestellt. Dieser resultiert einerseits aus dem direkten und indirekten Strombedarf der Endkundensektoren Wärme, Verkehr, FeedStock und Strom. Andererseits kommt es im Rahmen der Strukturierung der Stromerzeugung zu einem teils beträchtlichen Bedarf an gasbasierten Back-Up-Kapazitäten und Batteriespeichern (Kurzfristspeichern). Die Verfeuerung von Erneuerbaren Gasen in Back-Up-Kraftwerken hat wiederum einen Strombedarf zur Folge. Auch führen Batteriespeicherverluste zu einem weiteren Strombedarf. Die entsprechende Vorgehensweise und Ergebnisse hinsichtlich der Bestimmung der benötigten Back-Up-Kapazitäten und Batteriespeicher wird in Abschnitt 7 erläutert. Das zur Modellierung verwandte enervis-Strommarktmodell ist in Anhang II beschrieben. Diesen Ergebnissen vorgehend wird an dieser Stelle bereits der resultierende Gesamtstrombedarf beschrieben, d.h. inklusive des durch Back-Up-Kapazitäten, Batteriespeicher und auch Pumpspeicher verursachten Bedarfs.

<sup>88</sup> Alle weiteren Verluste (z.B. Eigenverbrauch von Kraftwerken) sind in den jeweiligen Nettowirkungsgraden der Technologien berücksichtigt.

### Maximale Elektrifizierung

Das Szenario modelliert eine Energiewelt, in der eine vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems über eine weitgehende Elektrifizierung der Endenergieanwendungen vorgenommen wird. Dafür werden erneuerbare Strommengen hauptsächlich direkt z.B. über Strom-Wärmepumpen, Direktheizer oder Elektro-PKW verwendet. Die Entwicklung des Gesamtstrombedarfs der einzelnen Sektoren ist in Abbildung 54 zusammenfassend dargestellt.

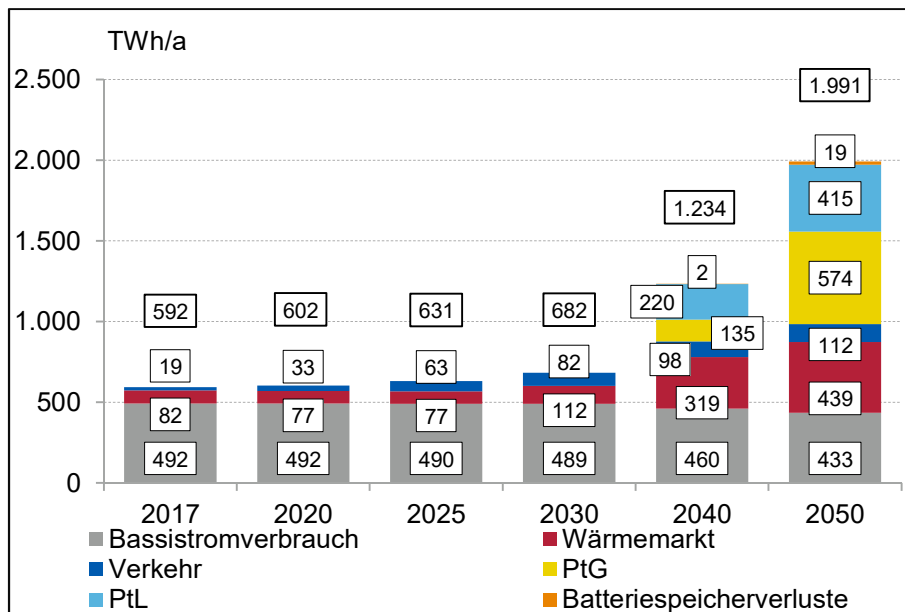


Abbildung 54: Gesamtstromverbrauch im Szenario *Maximale Elektrifizierung*

Ausgehend vom Basisjahr 2017, sinkt der Stromverbrauch im Wärmemarkt (vgl. Abschnitt 5.1.3) zunächst leicht. Dies liegt am angenommenen Rückbau von bestehenden Nachtspeichern und Direktheizern, die im Raumwärmebereich vor allem durch Strom-Wärmepumpen ersetzt werden. Durch den höheren Wirkungsgrad dieser Technologie ergibt sich der beobachtete anfängliche Rückgang des Strombedarfes. Aufgrund der umfangreichen Erschließung des Wärmemarktes mit elektrischen Heizsystemen (Strom-Wärmepumpen, Direktheizer) steigt der Stromverbrauch anschließend auf rund 439 TWh im Jahr 2050.

Im Verkehrssektor (vgl. Abschnitt 5.2) findet bis Ende der 2040er Jahre ein sukzessiver Ersatz des Fahrzeugbestandes im Individualverkehr durch Elektrofahrzeuge statt. Weiterhin erfolgt eine geringe Zunahme des Stromverbrauchs im Bereich Bahn- und Güterverkehr. Insgesamt steigt der Stromverbrauch durch Strom-Direktanwendungen im Verkehrssektor auf 112 TWh im Jahr 2050 an. Der PtL-Strombedarf wird vor allem durch die Dekarbonisierung des Flugverkehrs getrieben. Zur CO<sub>2</sub>-neutralen Erzeugung des Kerosins fällt im Jahr 2050 ein Strombedarf von 415 TWh an. Die bei der Synthese mitproduzierten Kraftstoffe werden im Güterverkehr genutzt.

Der Strombedarf zur Synthese von Wasserstoff und Methan mittels PtG ergibt sich aus dem Gasbedarf der Sektoren FeedStock (vgl. Abschnitt 5.3), Verkehr sowie dem Brennstoffverbrauch für Gaskraftwerke und KWK-Kraftwerke. Der Bedarf und Einsatz dieser Back-Up-Kraftwerke ergibt sich aus der Optimierung des Gesamtsystems und wird in Abschnitt 7 erläutert. In Summe steigt ab Beginn der 2030er Jahre der Strombedarf der PtG-Technologie auf 574 TWh im Jahr 2050 an.

Darüber hinaus kommen in beträchtlichem Maße Batteriespeicher zum Einsatz, vgl. Abschnitt 7. Durch den Gesamtwirkungsgrad eines Speicherzyklus der Batteriespeicher resultiert ein zusätzlicher Strombedarf von 19 TWh im Jahr 2050.

In Summe ergibt sich ein Gesamtstrombedarf, der ab Beginn der 2030er Jahre bis zum Jahr 2050 auf rund 1.991 TWh steigt.

### Optimiertes System

Im diesem Szenario wird eine vollständige Treibhausgasneutralität des Energiesystems über einen optimierten Technologiemix erreicht. Hochtemperaturanwendungen im Wärmemarkt, FeedStock, Güter- und Flugverkehr werden überwiegend durch die Produktion synthetischer Gase und Brennstoffe aus erneuerbarer Stromerzeugung gewonnen. Weiterhin wird der Energiebedarf im Bereich Raumwärme zu großen Teilen und im PKW-Segment fast vollständig elektrisch bedient. Die Entwicklung des Gesamtstrombedarfs der einzelnen Sektoren ist in Abbildung 55 dargestellt.

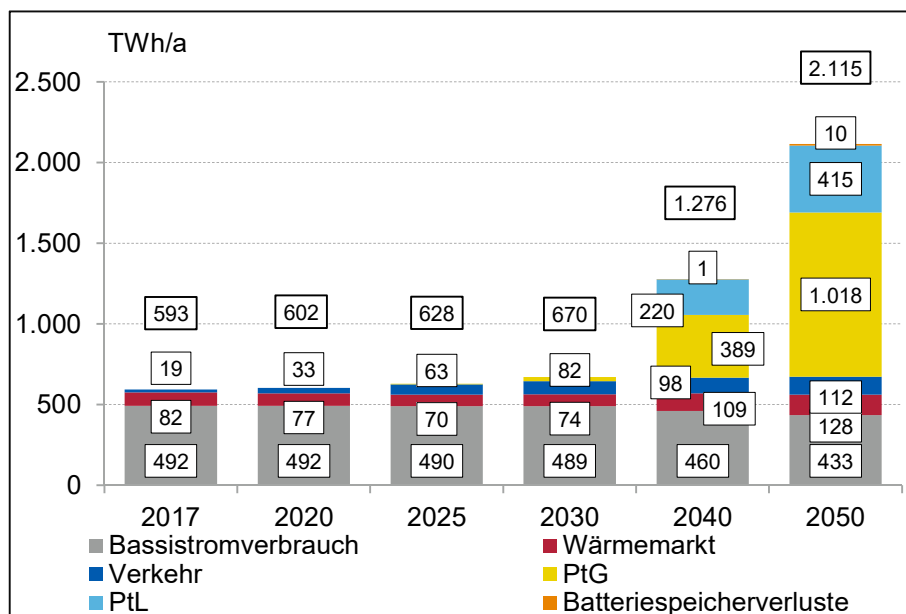


Abbildung 55: Gesamtstromverbrauch im Szenario *Optimiertes System*

Auch im Szenario *Optimiertes System* sinkt der Strombedarf im Wärmemarkt zunächst aufgrund des Austausches von Nachtspeicherheizungen und Direktheizern zu einem großen Teil durch Strom-Wärmepumpen und der damit einhergehenden Wirkungsgradsteigerung. Im weiteren Verlauf steigt der Strombedarf des Wärmemarktes auf 147 TWh an. Dabei kommt es in diesem Szenario durch die Option zur Berücksichtigung gasbasierter Systeme ebenfalls teilweise zum Einsatz von Mini-KWK bzw. BHKW-Anlagen. In Summe erzeugen diese Anlagen im Jahr 2050 rd. 19 TWh Strom. In der Abbildung ist daher der Netto-Strombedarf des Wärmemarktes dargestellt nach Abzug der so produzierten Mengen. Es ergeben sich 128 TWh Nettostrombedarf im Wärmemarkt.

Im Verkehrsbereich steigt der Strombedarf analog zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf einen Gesamtbedarf von 112 TWh im Jahr 2050 an. Der Strombedarf zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen wird ebenfalls vor allem zur Dekarbonisierung des Flugverkehrs eingesetzt und steigt analog zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf 415 TWh im Jahr 2050.



Die Erzeugung Erneuerbarer Gase wird im Gegensatz zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* bereits ab Mitte der 2020er Jahre vor allem im Wärmemarkt zur Erreichung der Sektorziele (vgl. Abschnitt 3) benötigt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Strombedarf aus PtG-Anlagen auf rund 1.020 TWh an. Die daraus gewonnenen Gasmengen werden überwiegend im Bereich FeedStock, Verkehr und Wärme sowie für Back-Up-Kapazitäten und KWK-Anlagen verwendet.

In diesem Szenario ergibt sich ein geringerer Bedarf an Batteriespeichern, vgl. Abschnitt 7. Im Jahr 2050 muss daher nur in etwa die Hälfte an Strom zum Verlustausgleich im Vergleich zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* verwendet werden (10 TWh).

In Summe steigt der Gesamtstrombedarf im Szenario *Optimiertes System* auf 2.136 TWh im Jahr 2050 an. Zwar sinkt der Strombedarf des Wärmesektors gegenüber dem Szenario *Maximale Elektrifizierung* durch die geringere Durchdringung von Strom-Wärmepumpen und Direktheizern. Dieser wird jedoch durch den Stromverbrauch der zusätzlichen Gasnachfrage und deren Deckung mittels der PtG-Technologie überkompensiert.

## 6 Erneuerbare Energien

### Kurzfassung des Abschnitts

Zur Deckung des sich aus der Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Verkehr, FeedStock und Strom ergebenden zusätzlichen direkten und indirekten Strombedarfes ist bis 2050 ein erheblicher Ausbau der installierten Leistung an Erneuerbaren Energien nötig.

Beide Szenarien erreichen dabei im Jahr 2050 im Windbereich die Potentialgrenzen für die installierte Leistung in Höhe 54 GW (Offshore) bzw. 200 GW (Onshore). Dies entspricht einem Zuwachs gegenüber heute in Höhe von 50 GW (Offshore) bzw. 154 GW (Onshore). Weiterhin wird im Jahr 2050 im Szenario *Maximale Elektrifizierung* eine installierte PV-Leistung in Höhe von 810 GW (+770 GW ggü. heute) erreicht. Im Szenario *Optimiertes System* ergibt sich aufgrund der Wirkungsgradverluste einer verstärkten Nutzung von PtG ein Bedarf in Höhe von 1.056 GW (+1.016 GW ggü. heute).

Für die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft und Geothermie wird von einem Erhalt auf heutigem Niveau ausgegangen.

Hinsichtlich biogener Stoffe wird angenommen, dass im Jahr 2050 in beiden Szenarien sämtliche heute bereits zur Produktion von Biomethan genutzten Flächen weiterverwendet werden. Biogene Kraftstoffe kommen nicht mehr zum Einsatz. Stattdessen wird Biomethan produziert. In Summe sind dann 24 GW installierte Leistung vorhanden, die jährlich 200 TWh Biomethan in das Gasnetz einspeisen.

Die sich ergebenden kumulierten Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien in dem Zeitraum von 2017 bis 2050 liegen im Szenario *Optimiertes System* rund 181 Mrd. € höher als im Szenario *Maximale Elektrifizierung*. Diese Differenz stammt vor allem aus dem höheren PV-Zubau.

### 6.1 Status Quo

Im Status Quo zu Beginn des Jahres 2017 sind in Deutschland rund 100 GW an installierter Kapazität aus Erneuerbaren Energien vorhanden. Diese verteilen sich zu etwa 45% auf Onshore Windenergie und zu 40% auf Aufdach- und Freiflächen-PV. Weniger stark ausgebaut sind die Offshore-Windenergie sowie sonstige Erneuerbare Energien (maßgeblich Biomasse und Laufwasser)<sup>89</sup>. Abbildung 56 und Abbildung 57 zeigen die Ausprägung der jeweiligen Erneuerbaren Kapazitäten auf die deutschen Landkreise sowie die Summe der installierten Leistung für die in dieser Studie betrachteten Zonen (vgl. Abschnitt 8.1.1 zur Erläuterung der Zonen).

---

<sup>89</sup> BNetzA Anlagenregister sowie Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW

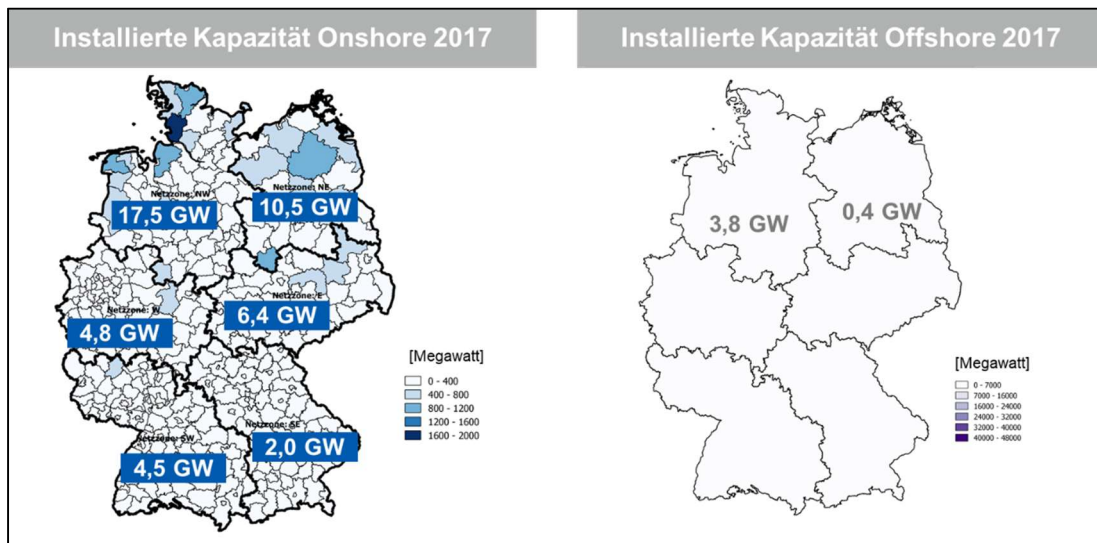


Abbildung 56: Installierte Leistung Wind On-/Offshore Anfang 2017

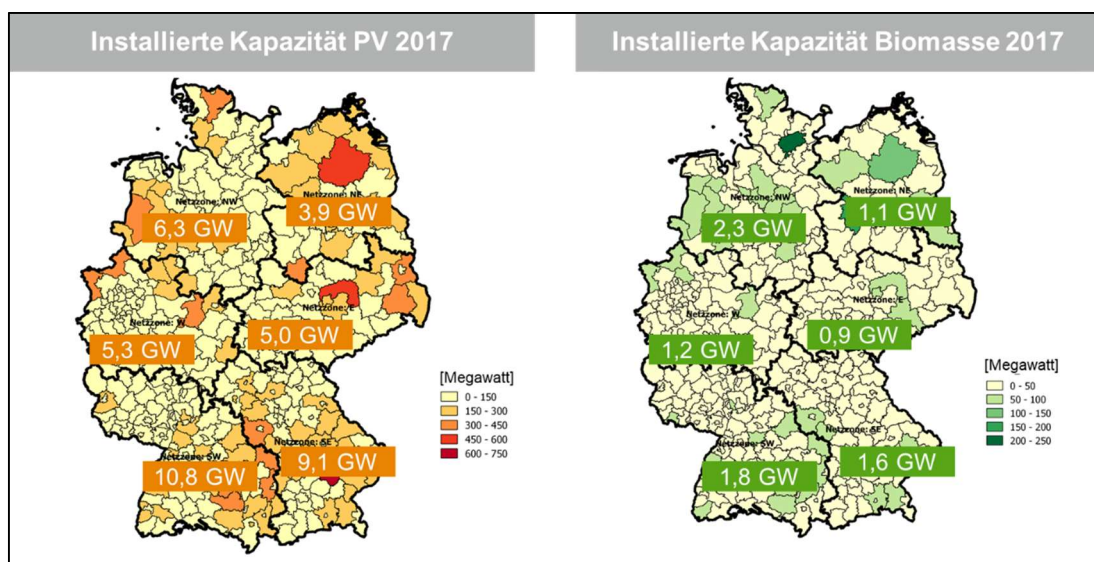


Abbildung 57: Installierte Leistung PV und Biomasse Anfang 2017

## 6.2 Ausbaupfade und Potenzialgrenzen

Der jeweilige jährliche Ausbau der erneuerbaren Technologien orientiert sich am zusätzlichen jährlichen Bruttostrombedarf, der zwischen den Szenarien variiert. Dieser zusätzliche Strombedarf wird in jedem Jahr zuerst durch die modellexogen gesetzten Ausbaumengen aus Aufdach-PV sowie aus Offshore Windenergie gedeckt, deren Ausbau im Jahr 2050 den Maximalwert erreicht. Dabei wurde festgelegt, dass kurz- bis mittelfristig eine Orientierung an den EEG-Ausbauzielen (Ausschreibungsmengen für Wind und PV, Offshore-Ziel 2030) stattfindet. Der gesetzte Ausbau der Aufdach-PV erklärt sich dadurch, dass der Zubau auf Basis der Wirtschaftlichkeit im Eigenverbrauch und nicht durch EEG-Förderung stattfindet. Aus diesem Grund findet ein gleichmäßiger Ausbau vom Status Quo bis zum Zielwert von

100 GW<sup>90</sup> im Jahr 2050 statt. Da das Gesamtpotenzial von 54 GW Offshore Wind in beiden Zielszenarien benötigt wird, wurde zwischen dem 2030 Ziel (15 GW) und dem Gesamtpotenzial (54 GW) interpoliert. Ausgehend von diesen Stützstellen findet – sofern nötig – der Zubau weiterer EE-Leistung kostenoptimal statt (unter Berücksichtigung möglicher Potentialgrenzen). Wind Onshore stellt dabei über den gesamten Betrachtungszeitraum die kostengünstigste EE-Technologie dar, wie in Abbildung 58 zu erkennen ist<sup>91</sup> und u. a. in den vergleichbar hohen Vollaststunden begründet ist.

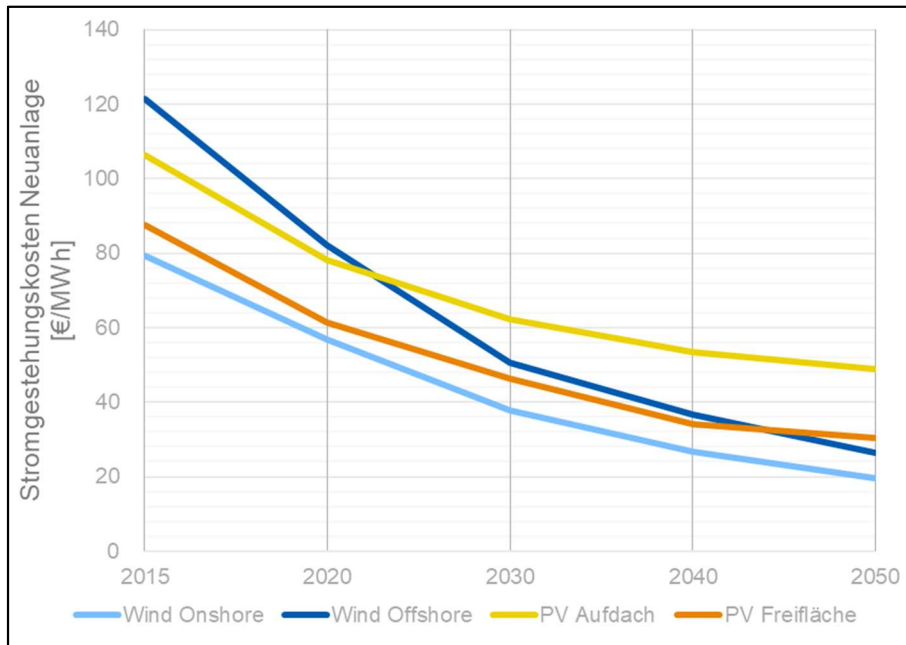


Abbildung 58: Entwicklung der Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien

Langfristig wird nach Ausschöpfen der Wind Onshore Potenziale dann Freiflächen-PV<sup>92</sup> über die Ausschreibungsmenge hinaus zugebaut, da sie die nächstgünstigeren Stromgestehungskosten aufweist. Es ergibt sich damit ein Mix aus EE-Technologien, welcher einerseits mittelfristige politische Zielsetzungen berücksichtigt und sich andererseits langfristig an den angenommenen Gestehungskosten der EE-Technologien orientiert, die wiederum durch Potenzialgrenzen beschränkt sind. Abbildung 59 zeigt die kaskadierende Ermittlungsmethode der jährlichen Ausbaumengen der Erneuerbaren Energien.

<sup>90</sup> Dieser Zielwert ist lediglich die modellexogen gesetzte Ausbaumenge der Studie. Er darf vor allem nicht als Grenzwert angesehen werden.

<sup>91</sup> Detaillierte Annahmen zur Ermittlung der LCOE der Erneuerbaren Energien sind in Anhang IV dargestellt.

<sup>92</sup> Auch hier handelt es sich lediglich um die modellexogen gesetzte Ausbaumenge der Studie. Technologische Entwicklungen und Innovationen z.B. bei der Fassaden-PV oder ein über 100 GW reichender Ausbau von Aufdach-PV können zu deutlich niedrigeren Gesamtausbaumengen der PV Freifläche führen.



Abbildung 59: Ermittlung der Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien

Für die Technologien Laufwasserkraft und Geothermie wird davon ausgegangen, dass die im Jahr 2017 bestehenden Leistungen und regionalen Verteilungen auch im Jahr 2050 verfügbar sind und genutzt werden.

## 6.2.1 Wind Onshore

### 6.2.1.1 Wind Onshore Ausbauziel

Das mögliche technische Potenzial für das Zieljahr 2050 wird auf Basis des Ziels einer 2%-igen Nutzung der Landesfläche der einzelnen Bundesländer bestimmt. In Summe entspricht dies einer installierten Leistung von etwa 200 GW.<sup>93</sup> Da die gesamten verfügbaren Wind Onshore Potenziale bis zum Jahr 2050 komplett ausgeschöpft werden, unterscheiden sich die installierten Leistungen nicht zwischen den beiden Szenarien. Summe und Verteilung der installierten Wind Onshore Kapazitäten auf die untersuchten Zonen im Jahr 2050 sind in Abbildung 60 dargestellt.

<sup>93</sup> IWES 2011: „Potenzial der Windenergienutzung an Land“

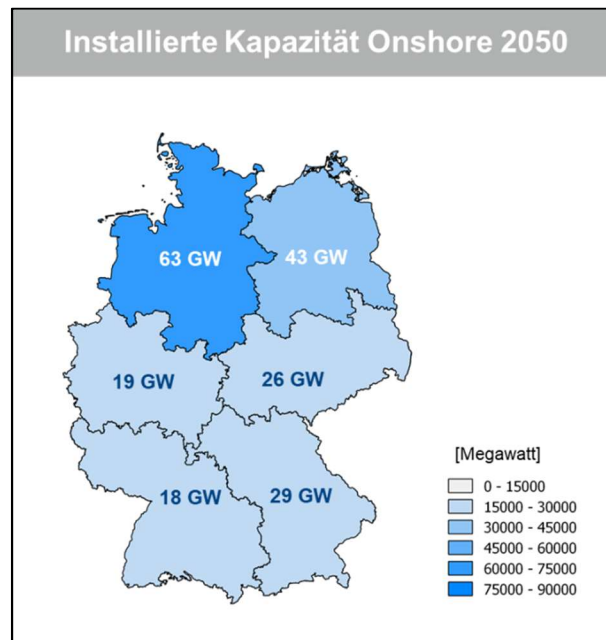


Abbildung 60: Installierte Leistung Wind Onshore im Jahr 2050

Da die Onshore Windenergie die kostengünstigste erneuerbare Erzeugungstechnologie über den gesamten Betrachtungszeitraum darstellt, werden zusätzlich benötigte Strommengen zuerst durch einen Zubau von Onshore Wind bereitgestellt. In Abhängigkeit des Szenarios und des damit verbundenen zusätzlichen Strombedarfs ergibt sich für die Jahre 2017 bis 2029 eine durchschnittliche jährliche Netto-Zubaumenge von 5 bis 8 GW. Abbildung 61 zeigt die installierte Leistung der Onshore Windenergie in Deutschland für den Zeitraum 2017 bis 2050.

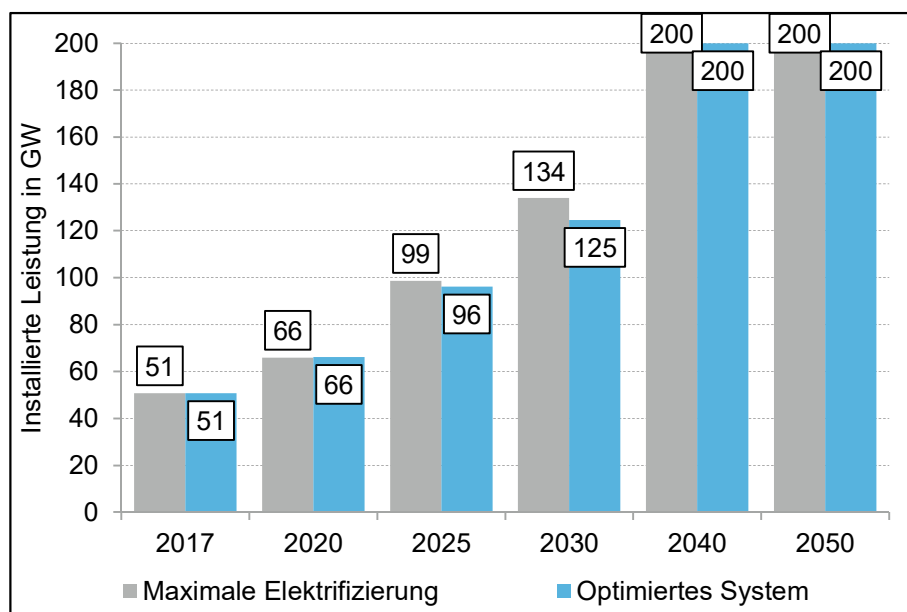


Abbildung 61: Entwicklung der installierten Leistung von Onshore Windenergie in den beiden Szenarien

Der starke Anstieg der Stromnachfrage ab dem Jahr 2030 führt auch zu einem Anstieg der jährlichen installierten Leistung von Onshore Wind, der durch das Erreichen der 200 GW Potenzialgrenze endet. Auch wenn es bezüglich der Erreichung des Endwertes von 200 GW keinen Unterschied zwischen den betrachteten Szenarien gibt, führt die unterschiedliche Entwicklung der Stromnachfrage im Zeitverlauf dazu, dass im Szenario *Maximale Elektrifizierung* die verfügbaren Potenziale früher ausgeschöpft werden als im Szenario *Optimiertes System*. So wird das Szenario *Optimiertes System* zwar langfristig durch einen deutlich höheren Strombedarf charakterisiert, bis zu Beginn der 2030er Jahre liegt jedoch der Strombedarf im Szenario *Maximale Elektrifizierung* – wenn auch geringfügig – höher, was den schnelleren Ausbau der Onshore Kapazitäten erklärt.

### 6.2.1.2 Regionalisierung und Flächenverfügbarkeit

Die Verteilung der jährlichen Zubaumengen Wind Onshore ergibt sich aus einem Ansatz, der die aktuelle Verteilung der installierten, genehmigten und beantragten BImSchG-Genehmigungen als Ausgangssituation berücksichtigt. Die ausgewiesenen Vorranggebiete für Windenergie in den Bundesländern bzw. Zonen sowie das 2%-Ziel der Landesflächen dienen dann als Zwischenziel bzw. finales Ausbauziel. Hierzu wurden alle verfügbaren Regionalpläne erfasst und Bestandsanlagen lokalisiert. Für die Ermittlung der Potenzialflächen wurden für alle untersuchten Planungsregionen i.d.R. die öffentlich verfügbaren Regionalpläne oder -entwürfe recherchiert und ausgewertet. Dabei sind insbesondere die relevanten Windpotenzialflächen als Bestandteil der Regionalpläne erhoben und in Bezug auf ihre wesentlichen Merkmale ausgewertet und dokumentiert worden. Zudem wurden alle analysierten Windpotenzialflächen georeferenziert und digitalisiert. Durch Verschneiden mit installierten, genehmigten und beantragten Windenergieanlagen kann somit ein mittelfristiges Potenzial – in Abhängigkeit des Status des Regionalplans - für den Zubau von Onshore Windenergie in den einzelnen Regionen errechnet werden. Abbildung 62 zeigt die Vorgehensweise anhand der beispielhaften Fläche eines Regionalplans, auf dem Bestandsanlagen und mögliche Neuanlagen verzeichnet sind.

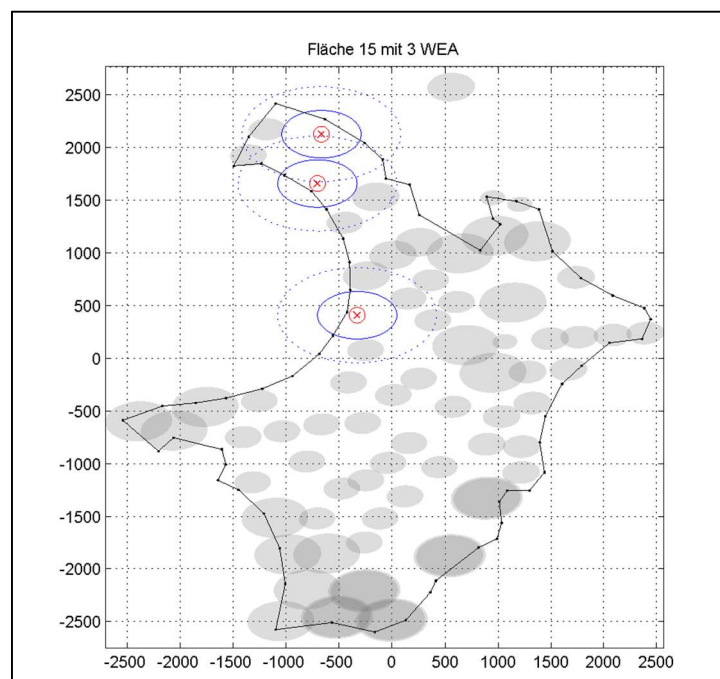


Abbildung 62: Vorgehensweise zur Ermittlung der Flächenpotenziale in Regionalplänen

Graue Ellipsen stellen in dieser Darstellung Bestandsanlagen unterschiedlicher Zubaugenerationen, BImSchG-genehmigte WEA sowie beantragte WEA und damit Anlagen mit unterschiedlichen Rotordurchmessern und Nabenhöhen dar. Auf Basis eines mathematischen Optimierungsansatzes werden sodann in den noch verfügbaren Flächen innerhalb des umrandeten Vorranggebietes potenzielle Neuanlagen platziert (blaue Ellipsen). Diese Neuanlagen stellen jeweils eine zukünftige Anlagentechnologie mit hohem Rotordurchmesser und Nabenhöhe dar, die in Abhängigkeit der geografischen Zone unterschiedlich ausgestaltet sind. Diese Methode wird für die mehr als 4.200 erfassten Einzelflächen angewandt, woraus sich ein freies Potenzial für jede Region ableiten lässt.

Sobald diese Potenziale ausgeschöpft sind, wird eine weitere Ausweisung von Flächen im Rahmen des 2%-Ziels unterstellt, woran sich dann auch die finale Verteilung der Kapazitäten im Jahr 2050 bestimmt. Abbildung 63 zeigt die Verteilung der installierten Wind Onshore Kapazitäten im Szenario *Maximale Elektrifizierung* und im Szenario *Optimiertes System* auf die in Abschnitt 8.1.1 beschriebenen Zonen. Daraus wird ersichtlich, dass im Zeitraum von 2030 bis 2040 alle Onshore Kapazitäten in beiden Szenarien ausgebaut werden und ab diesem Zeitpunkt nur noch ein Ersatz (Repowering) der jährlich nach Erreichen der Lebensdauer von 22 Jahren außer Betrieb genommenen Anlagen stattfindet. Der Umfang des Repowering beträgt abhängig von Szenario und Betrachtungsjahr zwischen 5.000 MW und 8.000 MW pro Jahr.

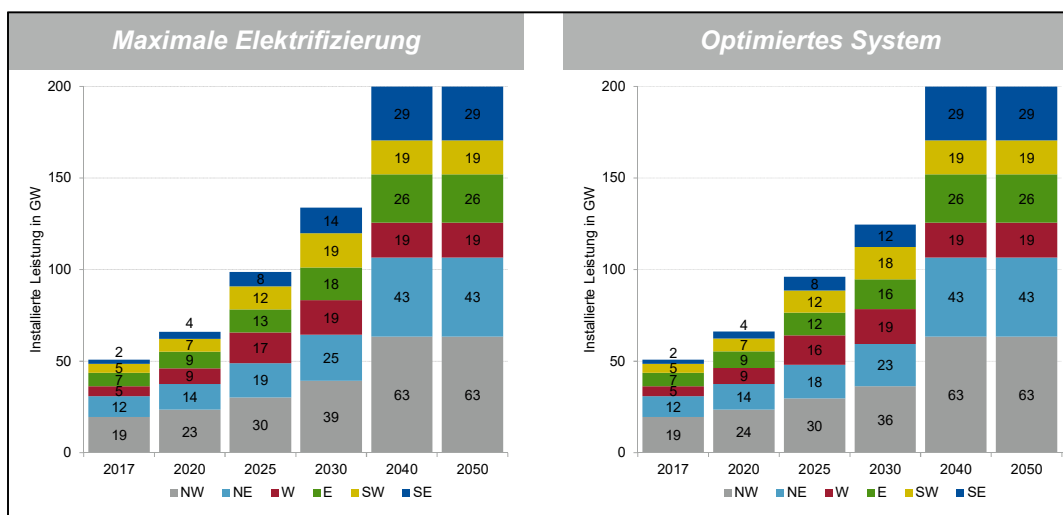


Abbildung 63: Verteilung der installierten Leistung Wind Onshore in den beiden Szenarien

Abbildung 64 zeigt für jede Netzzone, in welchem Jahr die Potenzialgrenze auf Basis der ausgewiesenen Flächen sowie die Potenzialgrenze auf Basis des 2%-Ziels erreicht werden wird. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* werden aufgrund eines stärkeren Onshore Zubaus bis 2030 die Planflächenpotenziale im Mittel ein Jahr früher ausgeschöpft als im Szenario *Optimiertes System*. Dieses frühe Erreichen der 200 GW Grenze auf Basis des 2%-Ziels zeigt, dass die Onshore Windenergie nur bis Mitte der 2030er Jahre in den beiden untersuchten Szenarien einen signifikanten Beitrag zur Deckung des zusätzlichen Strombedarfs aus der Sektorenkopplung leisten kann. Auch wird ersichtlich, dass heute ausgewiesene Flächen auf Basis von Regionalplänen in den meisten Regionen schon in den kommenden 10 Jahren komplett ausgeschöpft sein werden und daher weitere Flächen ausgewiesen werden müssen, um zumindest das 2%-Ziel erreichen zu können. In Abbildung 64 ist für beide Dekarbonisierungsszenarien sowie für jede der untersuchten 6 Netzzonen gekenn-



zeichnet, in welchem Jahr die ausgewiesenen Regionalplanflächen und beantragten Windenergieanlagen (oberer Abschnitt) sowie die maximale installierte Leistung aus dem 2%-Ziel (unterer Abschnitt) erreicht werden.

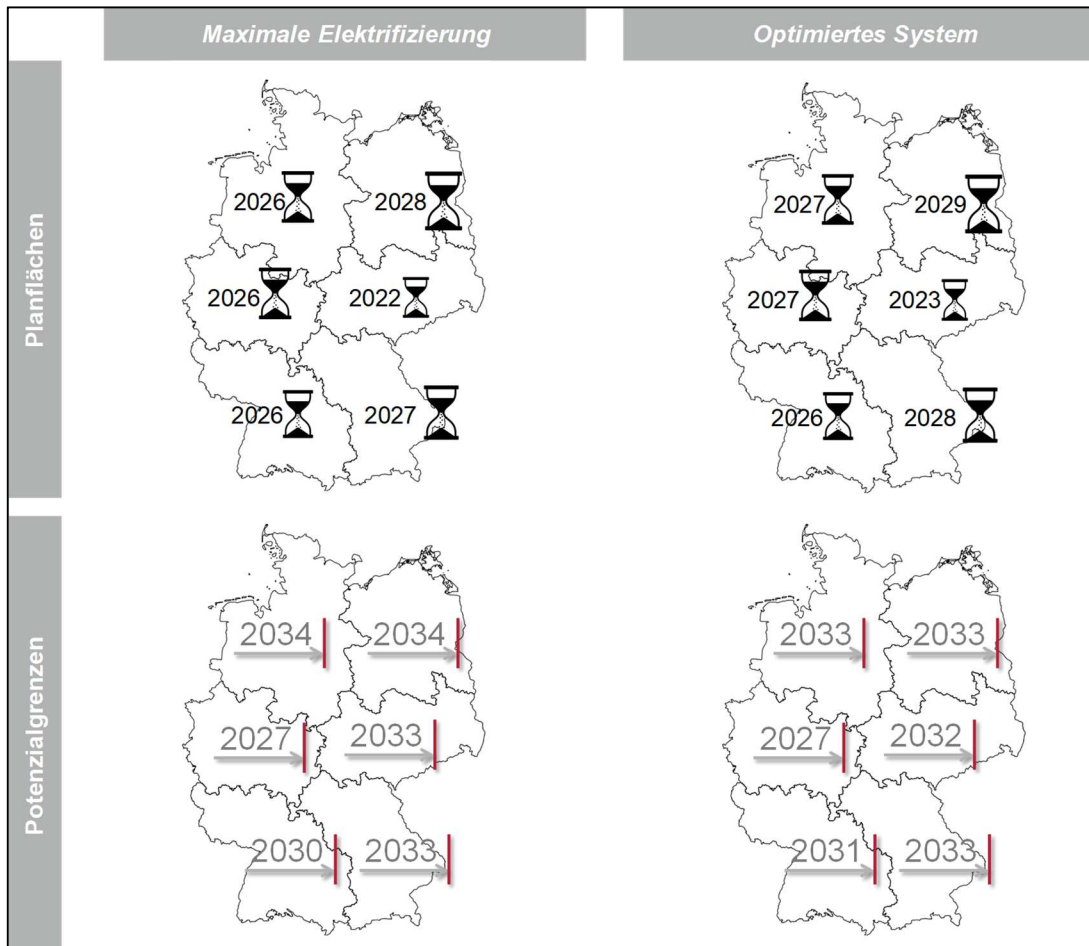


Abbildung 64: Erreichen von genehmigten/beantragten/ausgewiesenen Potenzialen (oben) sowie der 2%-Potenzialgrenze (unten)

Aus obiger Darstellung der Zeitpunkte des Erreichens der Potenzialgrenzen aus ausgewiesenen Regionalplanflächen wird erneut ersichtlich, dass im Szenario *Maximale Elektrifizierung* der Onshore Windenergieausbau bis Anfang der 2030er Jahre schneller realisiert wird. Später wird dann durch die stärker steigende Stromnachfrage im Szenario *Optimiertes System* Windenergie schneller zugebaut und somit werden die Potenziale aus dem 2%-Ziel auch früher ausgeschöpft.

Bei der unterstellten technologischen Fortentwicklung bezüglich Nabenhöhe und Rotor-durchmesser von Onshore Windenergieanlagen, die zu steigenden Vollbenutzungsstunden führt<sup>94</sup>, und der regionalen Verteilung, die sich aus dem 2%-Ziel ergibt, können aus einer maximalen installierten Leistung von 200 GW im Jahr 2050 etwa 770 TWh EE-Strom eingespeist werden.

<sup>94</sup> Siehe auch Anhang IV für eine Erläuterung der Entwicklung der Vollbenutzungsstunden von Onshore Windenergie

### 6.2.1.3 Erzeugungsstruktur

Die nachfolgende Grafik zeigt die Erzeugungsstruktur der Technologie Wind Onshore auf Tagesbasis für die beiden Szenarien im Jahr 2050. Dabei ist die potenzielle Erzeugung, d.h. vor marktlicher Abregelung, dargestellt. Die höhere Verfügbarkeit in den Wintermonaten ggü. dem Sommer ist deutlich erkennbar.

Die stündliche Erzeugungsstruktur basiert auf den Windgeschwindigkeiten des mittleren Wetterjahres unter Berücksichtigung von Technologieentwicklungen (Nabenhöhe und Leistungskennlinie). Über die jährliche Zubauverteilung bis zum Jahr 2050 ergibt sich so eine potenzielle Verfügbarkeit von knapp über 4.000 Vollbenutzungsstunden.

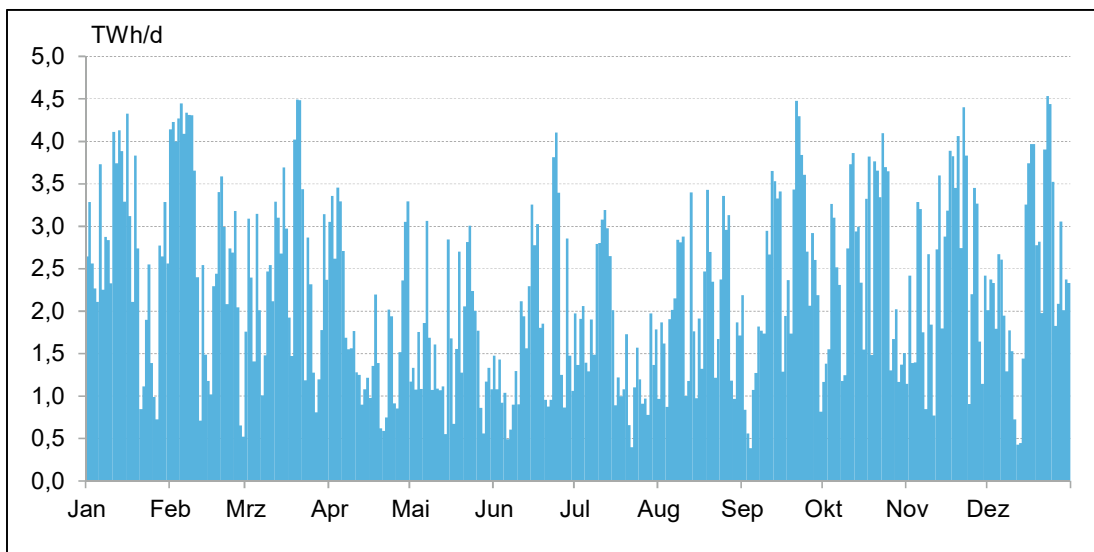


Abbildung 65: Erzeugungsgang Wind Onshore im Zieljahr 2050 auf Tagesbasis

## 6.2.2 Wind Offshore

### 6.2.2.1 Wind Offshore Ausbauziel

Für das Jahr 2050 wird eine um ein vielfaches höhere Menge an installierter Leistung benötigt, um dem steigenden Strombedarf in beiden Dekarbonisierungsszenarien Rechnung zu tragen. Werden alle vom Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie (BSH) in seinem Raumordnungsplan ausgewiesenen Flächen für diese Technologie verwendet, so ergibt sich ein maximales Potenzial von 54 GW.<sup>95</sup>

Abbildung 66 zeigt die Verteilung der installierten Offshore Kapazitäten zum Ende des Jahres 2050 auf die beiden küstennahen Zonen Nordwest und Nordost.

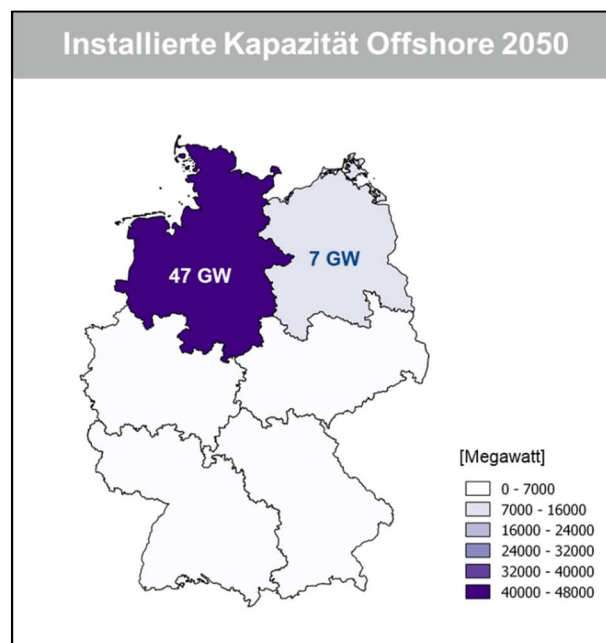


Abbildung 66: Installierte Leistung Wind Offshore im Jahr 2050

Es wird von einer Fortsetzung des stärkeren Ausbaus in der Nordsee bis ins Jahr 2050 ausgegangen, was dazu führt, dass in diesem Jahr fast 90% der Offshore Kapazitäten in der Nordsee installiert sind. Zwischen den beiden Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* gibt es zum Ende des Jahres 2050 analog zur Onshore Windenergie auch im Bereich der Offshore Windenergie keine Unterschiede, da die gesamten Potenzialgrenzen aufgrund des hohen zusätzlichen Strombedarfs benötigt und daher ausgeschöpft werden.

Die oben beschriebene Verteilung der Offshore Kapazitäten sowie die Weiterentwicklung der Anlagentechnologie in Bezug auf Nabenhöhe und Rotordurchmesser/Generator führen dazu, dass im Jahr 2050 etwa 260 TWh EE-Strom aus Offshore Windenergie ins Netz eingespeist werden können.

<sup>95</sup> IWES 2013: „Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende“

### 6.2.2.2 Potenzialgrenzen

Für die Offshore Windenergie wird ein moderater Ausbaupfad von jährlich ca. 800 MW Netto unterstellt, der dann im Jahr 2030 von einem stärkeren Netto-Ausbau von ca. 2.000 MW pro Jahr abgelöst wird. Abbildung 67 zeigt den Ausbau der Offshore Windenergie von 2017 bis 2050. Da die Offshore Windenergieanlagen über den größten Teil des untersuchten Zeitraumes auf Basis der für diese Studie gewählten Annahmen höhere Stromgestehungskosten als die anderen EE-Technologien aufweisen (mit Ausnahme Aufdach-PV) wird kein marktgetriebener früher Ausbau, sondern lediglich der oben genannte Ausbaupfad unterstellt, um politischen Ausbauzielen Rechnung zu tragen.<sup>96</sup> Bei der Offshore Windenergie gibt es keinen Unterschied zwischen den beiden Szenarien *Maximale Elektrifizierung* sowie *Optimiertes System*.

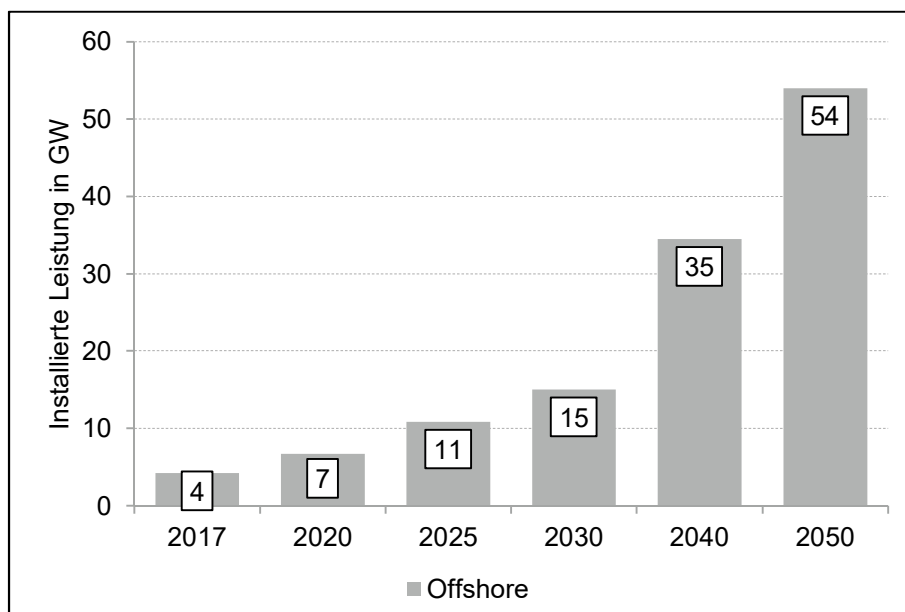


Abbildung 67: Entwicklung der installierten Leistung der Offshore Windenergie

<sup>96</sup> Hinweis: Auf Grund strategischer Erwägungen einzelner Marktakteure/Bieter können Ausschreibungsergebnisse und Stromgestehungskosten punktuell differieren. Dies ist insbesondere der Fall, wenn Ausschreibungszeitpunkt und Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlagen deutlich auseinander liegen (beispielsweise für die in 2017 in Deutschland bezuschlagten Offshore-Projekte).

### 6.2.2.3 Erzeugungsstruktur

Abbildung 68 zeigt die Erzeugungsstruktur für Offshore Wind auf Tagesbasis für das Zieljahr 2050 in den beiden Szenarien. Dargestellt sind Nettoeinspeisemengen vor marktlicher Abregelung. Kapazität und Erzeugungsstruktur unterscheiden sich zwischen den beiden Szenarien nicht. Wie auch bei Onshore Windenergie zeigt sich eine höhere Verfügbarkeit in den Wintermonaten gegenüber den Sommermonaten. Bis zum Jahr 2050 zeigt der Bestand an Offshore Windparks durchschnittlich knapp über 5.000 Vollbenutzungsstunden.

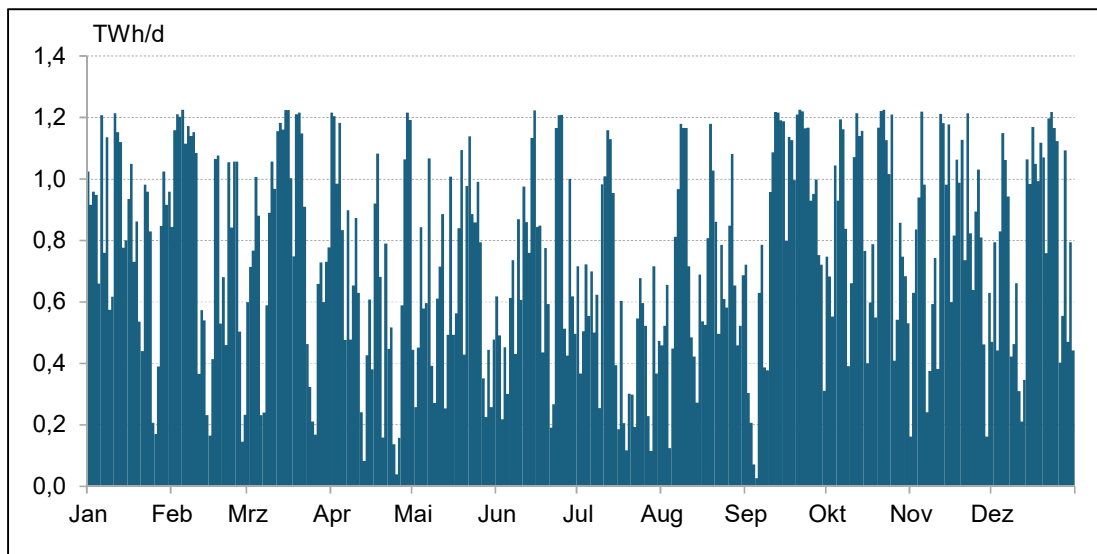


Abbildung 68: Erzeugungsgang Wind Offshore im Zieljahr 2050 auf Tagesbasis

## 6.2.3 Photovoltaik

### 6.2.3.1 Photovoltaik Ausbauziel

Langfristig wird für Aufdachanlagen aufgrund der durch die Gebäudeanzahl eingeschränkten Dachfläche ein Gesamtpotenzial von 100 GW<sup>97</sup> unterstellt. Bei einer unterstellten Vollbenutzungsstundenzahl von 950 VBH pro Jahr ergibt dies eine maximale Einspeisemenge von 95 TWh pro Jahr im Jahr 2050 aus Aufdach-PV. Auch diese maximale Ausbaumenge der Photovoltaik, welche in allen Szenarien ausgeschöpft wird, reicht in Kombination mit Onshore und Offshore Windenergie nicht aus, um den insgesamt sehr stark ansteigenden Bruttostrombedarf bis zum Jahr 2050 abzudecken. Aus diesem Grund wird angenommen, dass die Freiflächen-PV den verbleibenden Strombedarf nach Ausschöpfung anderer EE-Potenziale abdecken kann. Klar ist, dass Innovationen, z.B. in der Fassaden-PV, oder die zusätzlich mögliche Nutzung von Aufdach-PV zu Verschiebungen der Zubauszenarien führen können. Abbildung 69 zeigt die installierten Leistungen von Aufdach- und Freiflächen-PV mit Verteilung über die Netzzonen im Jahr 2050 für die Szenarien *Maximale Elektrifizierung* sowie *Optimiertes System*.

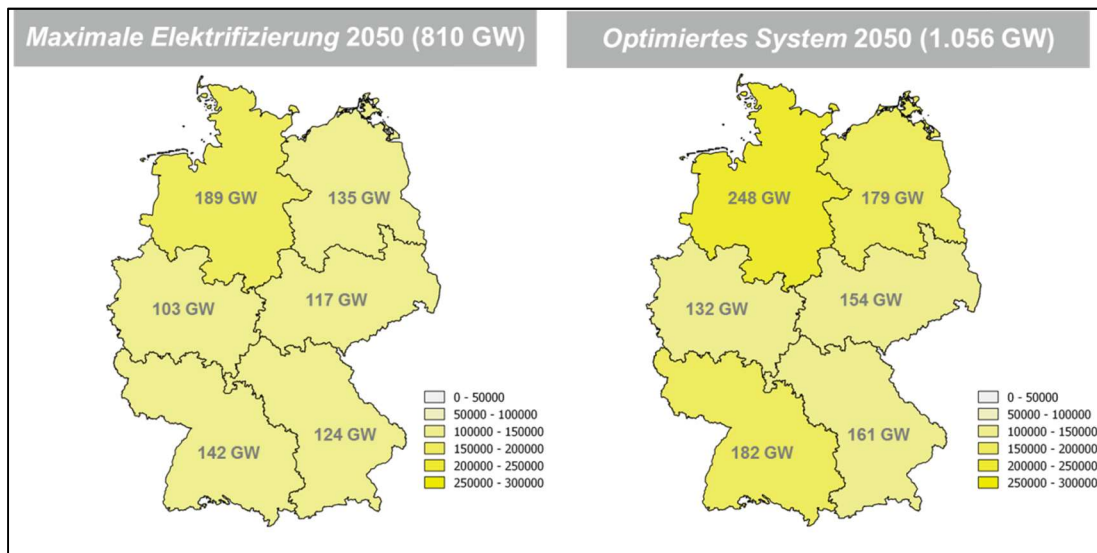


Abbildung 69: Installierte Leistung Photovoltaik im Jahr 2050

### 6.2.3.2 PV Potenzialgrenzen

Bei der Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaik wird unterschieden zwischen Aufdach- sowie Freiflächen-Photovoltaik. Aus heutiger Sicht können mindestens bis zu 100 GW Aufdach-PV in Deutschland installiert werden, wobei ausgehend von einem Bestand von ca. 31 GW im Jahr 2017 modellhaft ein linearer Anstieg der Aufdach-PV bis zum Jahr 2050 unterstellt wird. Der resultierende Ausbaupfad von ca. 2,1 GW fügt sich hierbei in den bestehenden Zielkorridor des EEG ein und trägt der Annahme Rechnung, dass die Investitionsentscheidung für Aufdach-Photovoltaik sich hauptsächlich aus Überlegungen der Eigenverbrauchs-Optimierung ergibt. Somit ist ein kontinuierlicher Ausbau trotz deutlich höherer

<sup>97</sup> BMWi 2016: „Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen“ – siehe aber auch Fußnote 90 und 92

Stromgestehungskosten als etwa bei der Onshore Windenergie an dieser Stelle nachvollziehbar. Weitere Dachflächenpotenziale können für die Photovoltaik erschlossen werden, wenn der Ausbau der Solarthermie künftig geringer ausfällt. Hinzu dürften darüber hinaus relevante PV-Potenziale im Zusammenhang mit der erwarteten Erschließung von Fassadenflächen kommen.

Der in den Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* notwendige starke Zuwachs der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien muss jedoch voraussichtlich auch dann hauptsächlich durch Freiflächen-PV gedeckt werden.

Die maximale Leistung von Onshore Windenergie, die zu Beginn der 2030er Jahre erreicht wird, führt dazu, dass ab diesem Zeitpunkt die notwendige Leistung von PV-Systemen stark zunimmt. Dies folgt der Modellannahme, dass die Technologien nach Ihren Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE) entsprechend nacheinander eingesetzt werden. In der Realität ist abweichend davon auszugehen, dass ein industrieller Ausbau stetig wachsend erfolgen würde, so dass es zu einem deutlich früheren und damit auch kontinuierlicheren Anstieg der jährlichen Zubauzahlen käme, als im Modell in Anlehnung an den bestehenden PV-Ausbaukorridor im EEG zur Einhaltung des unterstellten CO<sub>2</sub>-Vermeidungspfad (vgl. Abbildung 3) angenommen. Würde ausschließlich auf PV-Freiflächen gesetzt, bedeutet dies für das Zieljahr 2050, dass im Szenario *Maximale Elektrifizierung* 810 GW und im Szenario *Optimiertes System* 1.056 GW notwendig sein werden. Bei Standardmoduldimensionen<sup>98</sup> und -abständen entspricht dies ca. 10.000 km<sup>2</sup> im Szenario *Maximale Elektrifizierung* und 13.000 km<sup>2</sup> im Szenario *Optimiertes System* und damit ca. 2-3% der Fläche Deutschlands. Diese Berechnung unterstellt keine wesentlichen Technologiefortschritte in PV-Systemen. Ein stärkerer Zuwachs an ein- oder zweiachsig nachgeführten PV-Freiflächenanlagen könnte die Vollbenutzungsstunden über den in dieser Studie angenommenen Wert von 1.000 VBH ansteigen lassen und damit zu einem geringeren Ausbaubedarf führen. Auch durch einen steigenden Modulwirkungsgrad ließe sich der Platzbedarf für die Installation der 810 GW bzw. 1.056 GW mitunter deutlich reduzieren. Hinzu kommt, dass das unter Umständen ausbaufähige PV-Gebäudepotenzial den Ausbaubedarf für PV-Freiflächen möglicherweise deutlich reduzieren würde. In jedem Fall aber dürfte auch dann eine Vervielfachung des derzeitigen jährlichen PV-Ausbaus erforderlich bleiben, um den erforderlichen Strombedarf künftig zu decken.

---

<sup>98</sup> Leistung von 80 W/m<sup>2</sup>, Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2017

### 6.2.3.3 Erzeugungsstruktur

Abbildung 70 zeigt die Erzeugungsstruktur der Photovoltaik auf Tagesbasis für das Zieljahr 2050 in den beiden Szenarien vor marktlicher Abregelung. Deutlich erkennbar ist die hohe Verfügbarkeit in den Sommermonaten. Während sich die Erzeugungsstruktur zwischen den beiden Szenarien nicht unterscheidet, weist das Szenario *Optimiertes System* eine etwa 30% höhere installierte Leistung gegenüber dem Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf. Daraus ergeben sich dann die entsprechend höheren Einspeisemengen.

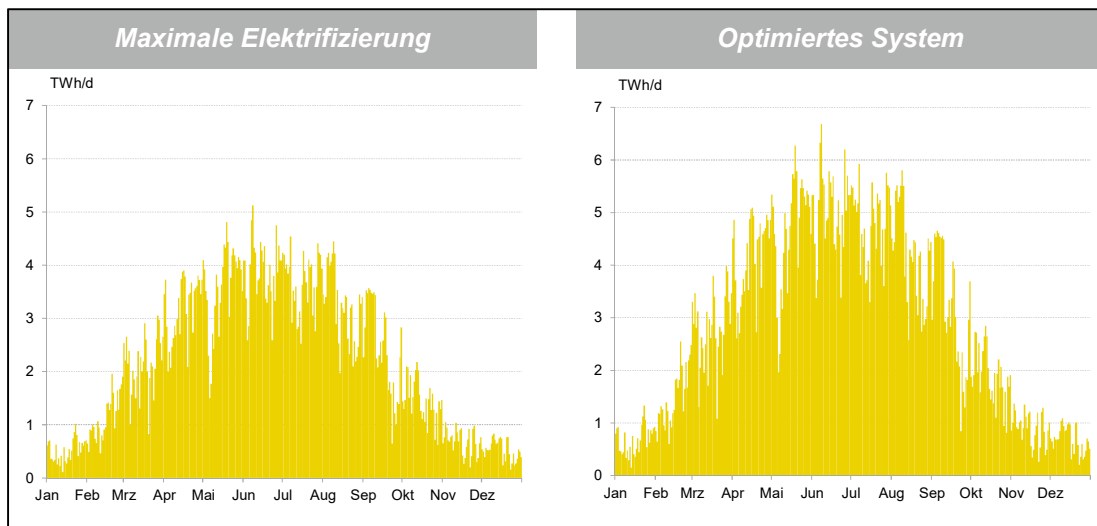


Abbildung 70: Erzeugungsgang Photovoltaik im Zieljahr 2050 auf Tagesbasis



## 6.2.4 Biomethan

### 6.2.4.1 Biomethan Ausbauziel

Die Verfügbarkeit von Biomethan wird in beiden Szenarien sukzessive erhöht. Der Ausbau in den Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* ist identisch und hat daher keinen Einfluss auf Unterschiede in den Szenarien.

Für den notwendigen Ausbau von Biomethan wird die Produktion von flüssigen biogenen Kraftstoffen bis 2050 durch Biomethananlagen ersetzt. Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass im Verkehrssektor andere Technologien und damit Energieträger zum Tragen kommen. Weiterhin wird dort zur Dekarbonisierung des Flugverkehrs auf Power-to-Liquid zurückgegriffen. Bei der Produktion von erneuerbarem Kerosin entstehen auch erneuerbarer Diesel und Benzin als Kuppelprodukte (vgl. Abschnitt 4.2). Eine Nutzung des Flächenpotenzials zur Bereitstellung von biogenen Kraftstoffen ist nicht mehr erforderlich und kann daher für die Biomethanproduktion verwendet werden. Auch die Direktverstromung von Biogas wird zurückgefahren. Die so freigesetzten Potenziale an Biomethan werden direkt in das Gasnetz eingespeist, um im Rahmen der Sektorenkopplung flexibel durch andere Technologien genutzt werden zu können.

Es wird von einem verfügbaren Flächenpotenzial zur Bereitstellung der Rohstoffe der Biomethanproduktion von 2,1 Mio. ha ausgegangen. Dies entspricht ungefähr den heute bereits für Bioenergie genutzten Flächen. Bis 2030 gehen Studien sogar von einer Verdoppelung auf bis zu 4,2 Mio. ha aus<sup>99</sup>. Andere Studien setzen für das Jahr 2050 rd. 2 Mio. ha für die Biogasproduktion<sup>100</sup> an. Die getroffene Annahme orientiert sich also am unteren Ende der Studienbandbreiten.

Die mögliche Biomethanproduktion je Hektar wurde aus einer Mischung von Zuckerrüben, Getreide und Mais mit 4.700 Nm<sup>3</sup> pro ha angenommen<sup>101</sup>. Damit ergibt sich ein Biomethanproduktionspotenzial in Höhe von 120 TWh<sup>102</sup> pro Jahr. Zusätzlich wird ein Biomethanpotenzial aus Biomüll, Gülle/Mist sowie Stroh von 80 TWh pro Jahr unterstellt.<sup>103</sup> In Summe ergibt sich eine Biomethaneinspeisung von 200 TWh pro Jahr im Jahr 2050, welches in allen Szenarien zur Verfügung steht.

### 6.2.4.2 Potenzialgrenzen

Die angenommene Potenzialgrenze der Biomethanproduktion beträgt 200 TWh pro Jahr. Bis 2050 wird ausgehend vom heutigen Einspeisepotenzial die zur Verfügung stehende Menge sukzessive erhöht. Die Entwicklung der Biomethaneinspeisung ist Abbildung 71 zu entnehmen. Es wird von einer über das Jahr verteilt konstanten Biomethaneinspeisung ausgegangen.

---

<sup>99</sup> Agentur für erneuerbare Energien, Dez. 2016, Energiewendeatlas Deutschland 2030, S. 36 & 37

<sup>100</sup> Fraunhofer IWES/IBP, Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, Sep. 2015, S. 76

<sup>101</sup> <https://basisdaten.fnr.de/bioenergie/biogas/> Abruf am 21.09.2017

<sup>102</sup> Angaben in H<sub>2</sub>.

<sup>103</sup> FVEE Themen 2012, S. 97

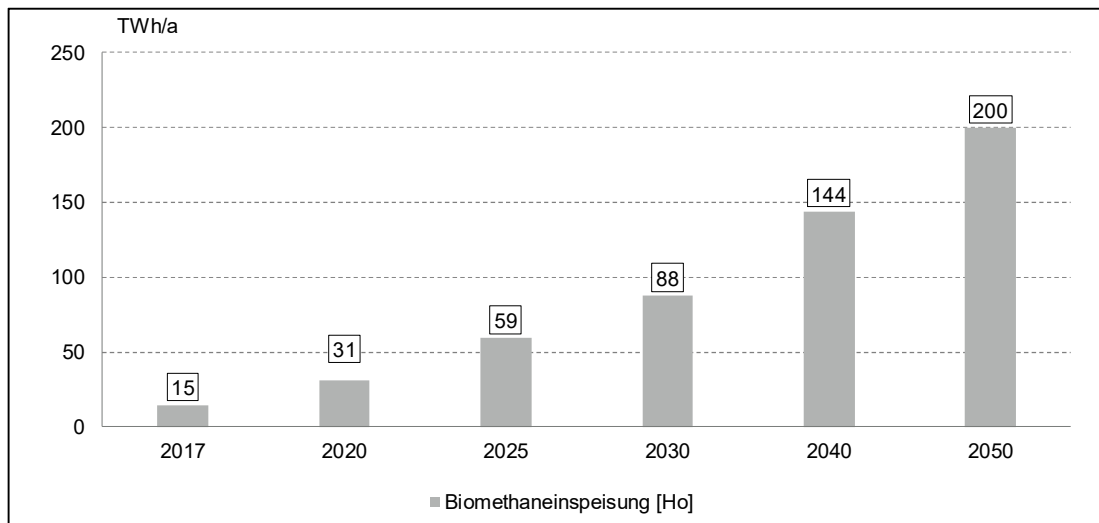


Abbildung 71: Unterstellte Entwicklung der Biomethaneinspeisung bis 2050<sup>104</sup>

Abbildung 72 zeigt die regionalisierte Verteilung der Biomethananlagen im Jahr 2050. Zur Erläuterung der im Gasmarkt betrachteten Zonen siehe Abschnitt 8.1.2. Die Verteilung basiert ausschließlich auf der Verteilung der Landwirtschaftsfläche.

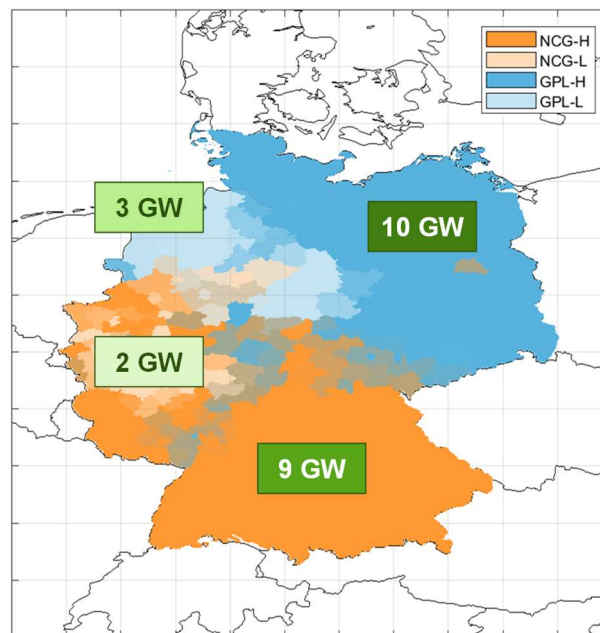


Abbildung 72: Verteilung der Biomethananlagen im Jahr 2050

<sup>104</sup> Angaben in Ho

### 6.3 Volkswirtschaftliche Kosten

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Gesamtkosten des Ausbaus der Technologien Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik in den beiden Szenarien. Dabei wurden Investitions- und Betriebskosten sowohl für zusätzliche als auch für Ersatzinvestitionen des Bestandes berücksichtigt. Für Biomethan werden keine Kosten ausgewiesen, da sich diese zwischen den beiden Szenarien nicht unterscheiden.

Gesamt Invest- und Betriebskosten 2017 – 2050 [Mio. €]	<i>Maximale Elektrifizierung</i>	<i>Optimiertes System</i>	Kostendifferenz (Optimiertes System – Maximale Elektrifizierung)
Wind Onshore	687.775	673.799	<b>-13.976</b>
Wind Offshore	278.614	278.614	<b>0</b>
Photovoltaik	693.441	888.137	<b>194.696</b>
<b>Gesamt</b>	<b>1.659.830</b>	<b>1.840.550</b>	<b>180.720</b>

Tabelle 13: Gesamtkosten Erneuerbare Energien im Zeitraum 2017 - 2050

Die Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien liegen im Szenario *Optimiertes System* rund 181 Mrd. € höher als im Szenario *Maximale Elektrifizierung*. Diese Differenz stammt vor allem aus dem höheren Zubau der PV-Freifläche.

Eine Kostendifferenz von rund 14 Mrd. € ergibt sich auch für Wind Onshore. Obwohl in beiden Szenarien das Gesamtpotenzial von 200 GW erreicht wird, ergeben sich im Szenario *Maximale Elektrifizierung* höhere Kosten durch einen früheren Zubau von zusätzlichen Windenergieanlagen. Dieser frühere Zubau erfolgt, weil früher strombasierte Heizsysteme zugebaut werden und Erneuerbare Energiemengen zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Ziels 2030 zur Verfügung gestellt werden müssen. Aufgrund des früheren Zubaus profitiert das Szenario *Maximale Elektrifizierung* zu einem geringeren Umfang von der unterstellten Kostendegression der Anlagen und führt in Summe zu höheren Investitions- und Betriebskosten.

## 7 Flexibilität

### Kurzfassung des Abschnitts

Zum Ausgleich der Erzeugungs- und Nachfragestrukturen im Strom- und Gassektor werden in beiden Szenarien umfangreiche Flexibilitätsoptionen benötigt. Dabei werden im Szenario *Maximale Elektrifizierung* deutlich mehr Batteriespeicher, d.h. Kurzfristspeicher (260 GW vs. 110 GW) und im Szenario *Optimiertes System* deutlich mehr PtG-Anlagen in Verbindung mit Gasspeichern, d.h. Langfristspeicher, (281 GW vs. 170 GW) benötigt.

Für die Stromspeicherkapazitäten mittels Pumpspeichern wird von einem Erhalt auf heutigem Niveau ausgegangen.

Beide Szenarien weisen einen erheblichen Bedarf an langfristigen Gasspeicherkapazitäten auf. Dies obwohl der Wärmemarkt im Szenario *Maximale Elektrifizierung* elektrifiziert und nur im Szenario *Optimiertes System* überwiegend direkt mit Erneuerbarem Gas versorgt wird. Beide Szenarien bedürfen einer Umwandlung von Erneuerbarem Strom in Erneuerbare Gase durch PtG-Anlagen in Zeiten niedrigen Strombedarfs bei zeitgleich hohen Stromeinspeisungen Erneuerbarer Energien. In Zeiten hohen Bedarfs und niedriger EE-Einspeisung wird das Erneuerbare Gas wieder verwendet.

Trotz der unterschiedlichen Szenarienausgestaltung ist der Bedarf an Gasspeichern in beiden Szenarien sehr ähnlich. Das Szenario *Maximale Elektrifizierung* benötigt in Summe 264 TWh Arbeitsgasvolumen, im Szenario *Optimiertes System* sind es 271 TWh. In beiden Szenarien sind damit etwas mehr als die heute installierten Gasspeicherkapazitäten notwendig.

Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* liegt die Residuallastspitze rund 60 GW über der im Szenario *Optimiertes System* und führt zu einer entsprechend höheren benötigten Leistung an Back-Up-Kapazitäten.

Die Herausforderung des Energiemarktes der Zukunft, die neben dem in Abschnitt 6 beschriebenen notwendigen erheblichen Ausbau an installierten Kapazitäten Erneuerbarer Energien besteht, ist die Flexibilisierung der in Abhängigkeit von Wind und Sonne erzeugten Strommengen, so dass sie gemäß der Struktur des Endkundenbedarfs (vgl. Abschnitt 5) zur Verfügung stehen. In Abschnitt 7.1 wird dazu der Strombereich hinsichtlich Verbrauchsstruktur, Erzeugungsstruktur und der sich ergebenden Residuallasten analysiert. Das den Analysen zugrundeliegende enervis-Strommarktmodell ist in Anhang II beschrieben. In Abschnitt 7.2 findet sich die entsprechende Analyse für den Gasmarkt. Schwerpunkt der Analyse sind die Struktur von Erzeugung und Bedarf sowie der erforderlichen Maßnahmen, um diese Mengen sowohl in Summe als auch strukturell passend bereitzustellen. Dementsprechend wird erläutert, welcher Bedarf sich an Umwandlungstechnologien (PtG und PtL), Speichertechnologien (Strom- und Gasspeicher) sowie Back-Up-Technologien (Gaskraftwerke) ergibt. In beiden Szenarien erfolgt die Strukturierung Erneuerbarer Energien in erster Linie durch die Nutzung von Power-to-Gas in Verbindung mit Gasspeichern und über Stromspeicher. Welche dieser Technologien im Modell zum Einsatz kommen, wird anhand der Kosten entschieden.

## 7.1 Stromverbrauch und -erzeugung

### 7.1.1 Verbrauchsstruktur

Der direkte Stromverbrauch der Sektoren ergibt sich aus Lastprofilen der Stromanwendungen aus den Bereichen Wärme, Verkehr und Basisstromverbrauch (vgl. Abschnitte 5.1.5, 5.2.4 und 5.4.1). Zusätzlich entsteht ein indirekter Strombedarf der genannten Sektoren zzgl. FeedStock (vgl. Abschnitt 5.3.4) über den Bedarf an synthetischen Gasen und flüssigen Treibstoffen, die mittels PtG und PtL bereitgestellt werden. Die Zusammensetzung des Stromverbrauchs auf Tagesbasis im Jahr 2050 wird in Abbildung 73 für das Szenario *Maximale Elektrifizierung* und in Abbildung 74 für das Szenario *Optimiertes System* dargestellt. Es ist zu beachten, dass die dargestellten, mittelbaren Stromverbräuche von PtG und PtL nur theoretischer Natur sind, wenn diese zum Zeitpunkt des Bedarfs produziert werden müssten. Besonders deutlich wird dies am Beispiel des „Strombedarfs PtG Kraftwerke“. In Zeiten einer Dunkelflaute überbrücken Gaskraftwerke die unterdeckte Stromproduktion (siehe braune Verbrauchsspitzen). Rein theoretisch ginge von diesen Gaskraftwerken allerdings ein Stromverbrauch aus, weil sie Erneuerbare Gase verfeuern, die mittels PtG aus Strom erzeugt werden müssen. Diese theoretische Betrachtung ist aber notwendig, um den Einsatz der Gasspeicher zu erklären, die bei Nutzung der Technologien PtL, PtG sowie (Backup-)Kraftwerke als Flexibilitätsquelle für den Strommarkt zur Verfügung stehen. Sie verschieben also den Stromverbrauch der PtG-Anlagen in Zeiten der Überdeckung mit Erneuerbaren Energien. Die Gaskraftwerke verfeuern in Phasen der Unterdeckung bereits aus Erneuerbarem Strom erzeugte und in Gasspeichern eingelagerte synthetische Gasmengen.

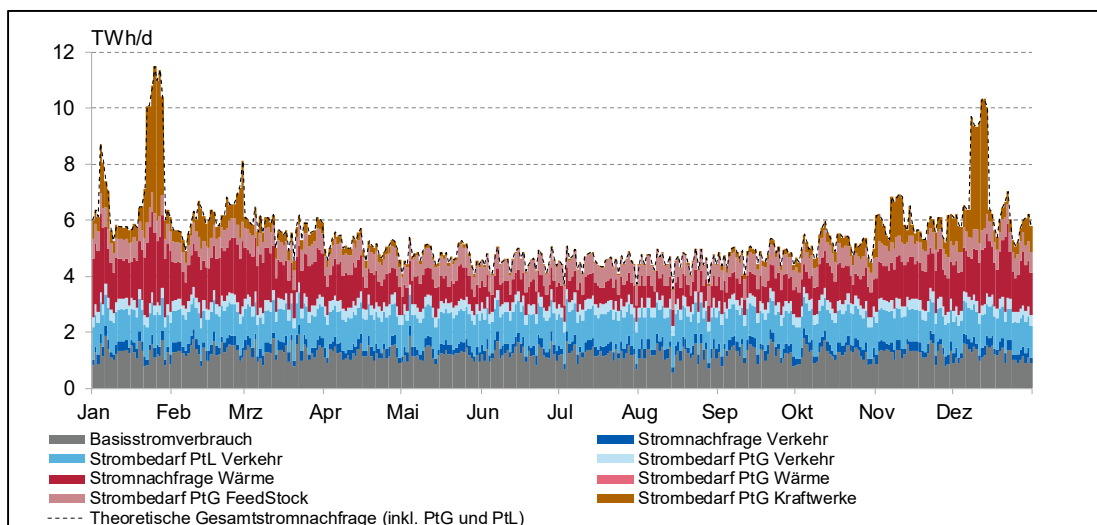


Abbildung 73: Zusammensetzung des Stromverbrauchs im Jahr 2050 im Szenario *Maximale Elektrifizierung*<sup>105</sup>

<sup>105</sup> Basisstromverbrauch inkl. Batteriespeichereinsatz

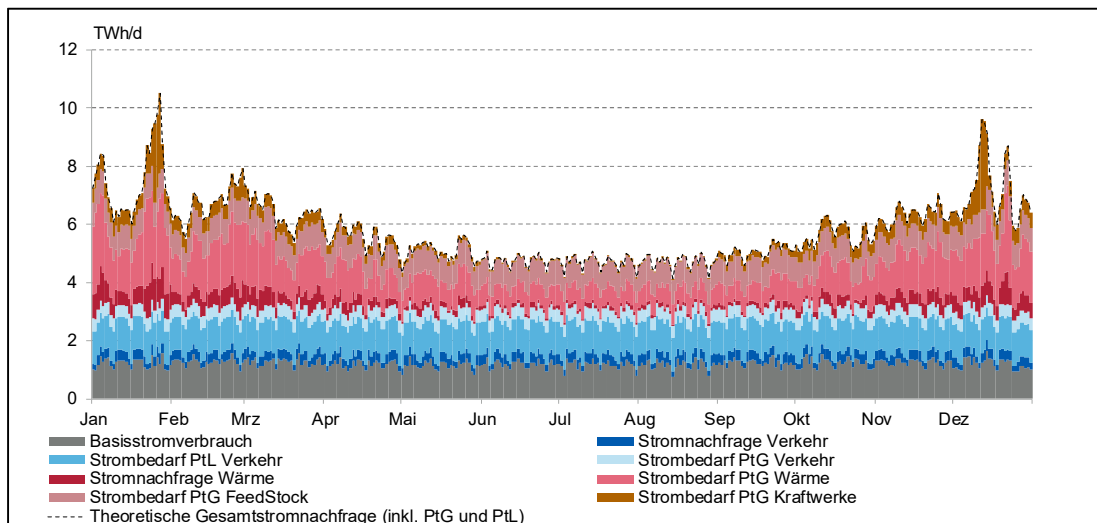


Abbildung 74: Zusammensetzung des Stromverbrauchs im Jahr 2050 im Szenario *Optimiertes System*<sup>106</sup>

Der Basisstromverbrauch ist in Struktur und Höhe zwischen den Szenarien ähnlich und zeigt eine starke Abhängigkeit von der Wochen- und Feiertagsstruktur. Die stündlichen Leistungen des Basisstromverbrauchs schwanken in beiden Szenarien zwischen rd. 25 und 69 GW.

Im Verkehrssektor unterscheidet sich die Jahresstrommenge von 112 TWh des direkten Strombedarfs der Endkundenapplikationen zwischen den beiden Szenarien nicht (siehe dazu Abschnitt 5.2.4). Die Verbrauchsstruktur zeigt jedoch auf Stunden- und Tagesbasis Unterschiede, da für die Stromnachfrage im Bereich Elektromobilität anteilige strompreisabhängige Lastflexibilitäten angenommen wurden. So wird im Verkehr beispielsweise davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 rd. 50% des Ladens von Preissignalen gesteuert wird und damit als Flexibilität dient, vgl. auch Anhang III. Auch die Stromnachfrage des Verkehrssektors ist auf Tagesbasis fast ausschließlich durch Wochen- und Feiertagsstrukturen geprägt. In Spitzenlastzeiten steigt der Stromverbrauch des Verkehrssektors auf knapp unter 51 GW.

Im Wärmemarkt sind im direkten Vergleich wesentliche Unterschiede zwischen den beiden Szenarien auszumachen. Der direkte Strombedarf des Wärmemarkts beläuft sich im Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf 439 TWh. Im Szenario *Optimiertes System* sind lediglich 128 TWh<sup>107</sup> notwendig. In diesem Szenario werden Teile des Raumwärmebedarfs durch Luft- und Sole-Wasser-Wärmepumpen elektrisch erzeugt. Dies führt zu einer temperaturabhängigen Nachfrage vor allem in den Monaten von Oktober bis April. An Kalttagen führt dies, im gewählten Temperaturjahr Anfang und Ende Januar sowie Ende Dezember, zu einem überproportionalen Anstieg der Stromnachfrage. In den Sommermonaten stellen die Wärmepumpen hauptsächlich Wärme zur Warmwasseraufbereitung bereit und weisen keine Verbrauchsspitzen auf. Diese Ausprägungen zeigen sich noch einmal verstärkt im Szenario *Maximale Elektrifizierung*. Die höhere Durchdringung des Wärmemarktes mit Wärmepumpen und Direktheizern zeigt sich nicht nur in der absoluten Höhe, sondern auch in der stärkeren Saisonalität des Stromverbrauchs. Zusätzlich zeigt sich auch ein höherer Stromverbrauch in

<sup>106</sup> Basisstromverbrauch inkl. Batteriespeichereinsatz

<sup>107</sup> Die im Szenario *Optimiertes System* durch dezentrale kombinierte Wärme- und Stromerzeuger (z.B. Mini-KWK, BHKW) erzeugten Strommengen sind hier bereits berücksichtigt. Gezeigt ist der Netto-Strombedarf des Wärmemarktes nach Abzug der so produzierten Mengen. Vgl. auch Abbildung 55 und Erläuterungen.

den Sommermonaten durch die weitgehende Elektrifizierung des industriellen Prozesswärmebereichs mit hohen Prozesstemperaturen. Die Verbrauchsstruktur im industriellen Prozesswärmebereich ist insbesondere durch die Wochen- und Feiertags- sowie durch die Schichtstruktur der Branchen geprägt. Die Spitzenlast der Wärmenachfrager unter Berücksichtigung der Lastflexibilitäten beträgt im Szenario *Maximale Elektrifizierung* 139 GW und im Szenario *Optimiertes System* 56 GW<sup>108</sup>. Nähere Erläuterungen hinsichtlich der berücksichtigten Lastflexibilitäten von Endkundenanwendungen finden sich in Anhang III.

Darüber hinaus werden in beiden Szenarien erhebliche Strommengen zur Produktion von PtL und PtG benötigt, die wiederum in den einzelnen Sektoren direkt in den Endkundenapplikationen oder indirekt nach Rückverstromung in Kraftwerken zum Endkunden gelangen. Die notwendigen Strommengen in Höhe von 415 TWh für die Bereitstellung von PtL sind in beiden Szenarien identisch und wurden entsprechend der Nachfragestruktur für liquide Brennstoffe in die theoretische Gesamtstromnachfrage der Szenarien integriert. Die Stromnachfrage durch PtG zeigt hingegen deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* besteht ein Strombedarf in Höhe von 574 TWh zur Bereitstellung der notwendigen PtG-Mengen. Im Szenario *Optimiertes System* sind mit 1.020 TWh weitaus größere Strommengen notwendig, um die notwendigen Mengen Erneuerbarer Gase bereitzustellen.

Diese Mengen sind in der theoretischen Gesamtstromnachfrage in Abbildung 73 und Abbildung 74 auf Basis der Nachfragestruktur dargestellt.

### 7.1.2 Erzeugungsstruktur

Die Erzeugungsstrukturen zur Bereitstellung der benötigten Strommengen werden durch die Verfügbarkeiten der erneuerbaren Stromerzeugung bestimmt. Die primäre Stromerzeugung basiert auf den Technologien Photovoltaik, Wind On- und Offshore. Dennoch werden Backup-Kraftwerke benötigt, um Spitzenlasten bzw. sogenannte Dunkelflauten zu decken. Diese werden jedoch durch vorab über Erneuerbare Energien erzeugtes Erneuerbares Gas befeuert.

Abbildung 75 zeigt die Struktur der Stromerzeugung der beiden Szenarien auf Tagesbasis. Deutlich erkennbar sind die saisonalen Verfügbarkeiten der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie. Die saisonalen Erzeugungsstrukturen aus Wind- und Sonnenenergie weisen tendenziell entgegengesetzte Verfügbarkeiten auf. Während die Haupteinspeisemengen der Windenergie in den Monaten Januar bis März und Oktober bis Dezember liegen, zeigt die Photovoltaik vor allem in den Sommermonaten hohe Verfügbarkeiten.

Die gesamten eingespeisten EE-Strommengen belaufen sich im Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf 1.886 TWh und im Szenario *Optimiertes System* auf 2.053 TWh.

---

<sup>108</sup> Wiederum unter Berücksichtigung dezentraler Erzeugung, vgl. Fußnote 107.

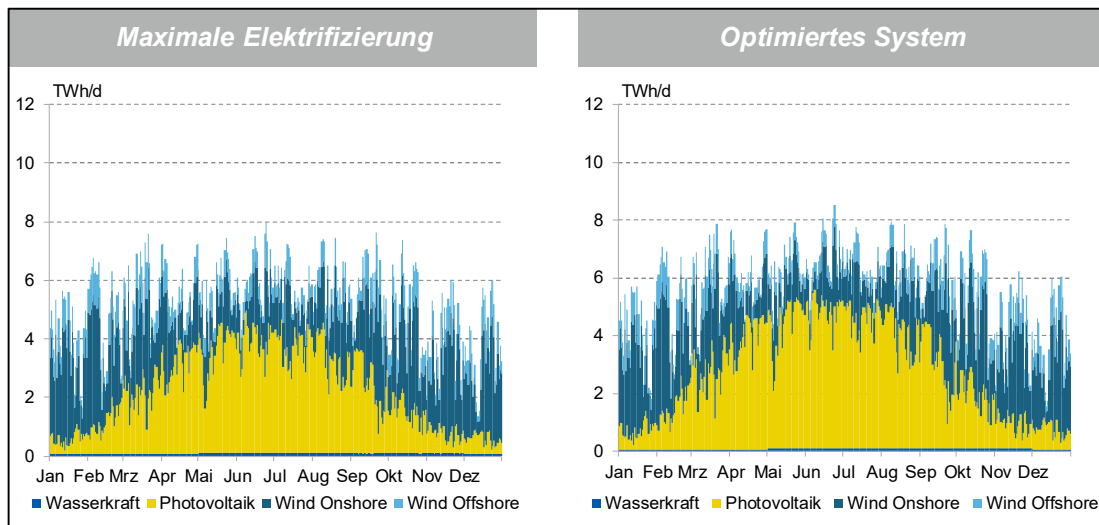


Abbildung 75: Erzeugungsstruktur erneuerbarer Strommengen im Jahr 2050 auf Tagesbasis

### 7.1.3 Langfristspeicher

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt im Stromsystem in verschiedenen Zeithorizonten: im kurz- und langfristigen Bereich.

Die Bereitstellung der Flexibilität kann im Langfristbereich nur durch flexible Erzeuger (Back-Up-Kraftwerke) sowie die Flexibilisierung des Bedarfs erfolgen. Die nachfolgende Grafik zeigt den hohen Bedarf an Flexibilität auf Jahresebene.

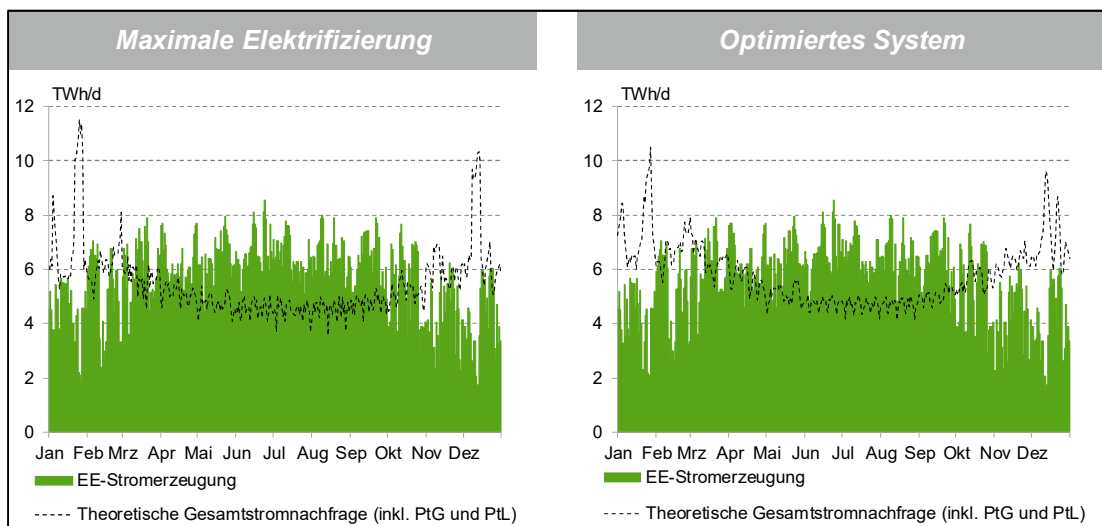


Abbildung 76: EE-Stromerzeugung im Vergleich zur theoretischen Stromnachfrage im Jahr 2050

Erkennbar ist in beiden Szenarien, dass signifikante Überschussmengen der erneuerbaren Stromerzeugung in den Sommermonaten in die verbrauchsstarken Wintermonate „verlagert“ werden müssen. Dieser Speicherbedarf kann technologisch nur durch PtG in Verbindung mit Gasspeichern und PtL gedeckt werden.



In beiden Szenarien ergeben sich erhebliche Kapazitätsbedarfe an installierten Langfristspeichern. So beläuft sich die installierte PtG-Leistung im Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf 170 GW und im Szenario *Optimiertes System* auf 281 GW. Der Bedarf an PtL-Anlagen mit insgesamt 69 GW ist in beiden Szenarien identisch.

Die in Abbildung 76 dargestellte theoretische Gesamtstromnachfrage, die entlang der tatsächlichen Bedarfsstruktur der Sektoren verläuft, muss über die Nutzung von Flexibilitätspotenzial aus Flüssigspeichern oder Gasspeichern angeglichen werden, die den Strombedarf von PtG- oder PtL-Anlagen zeitlich verschieben.

Die Nutzung dieser Flexibilitäten führt zu einer deutlichen strukturellen Veränderung der theoretischen Gesamtstromnachfrage, wie in Abbildung 77 dargestellt ist. Die Produktion von PtG und PtL erfolgt nun nicht mehr analog der bedarfsgerechten Bereitstellung, sondern gemäß den Erfordernissen des Stromsystems durch Nutzung der zur Verfügung stehenden Flexibilitäten, insb. Gasspeichern (siehe Gesamtstromnachfrage in Abbildung 77). Dies bedeutet, dass erhebliche Residuallasten des Stromsystems, insbesondere saisonaler Speicherbedarf, in den Gasmarkt verschoben werden.

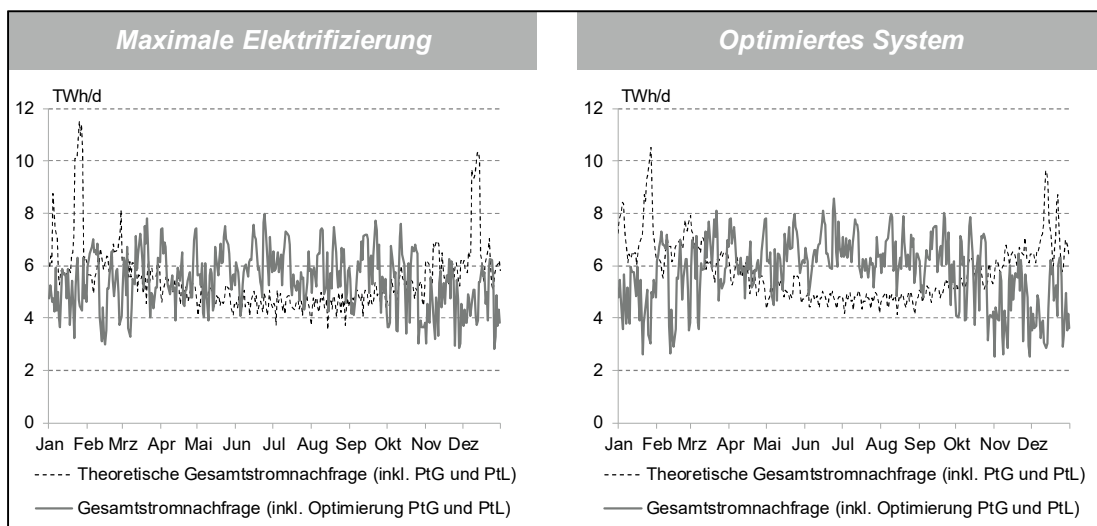


Abbildung 77: Optimierung der PtG- und PtL-Anlagen und resultierende Gesamtstromnachfrage im Jahr 2020

Abbildung 78 stellt in den gestapelten Flächen den Stromverbrauch der Sektoren sowie in der schwarzen Linie die Gesamterzeugung aus Erneuerbaren Energien und Kraftwerken dar (vgl. vorangehendes Abschnitt). Auf saisonaler Ebene erkennt man die Notwendigkeit von langfristigen Speicherpotenzialen sowohl im Szenario *Maximale Elektrifizierung* als auch im Szenario *Optimiertes System*. Überschüssige erneuerbare Strommengen, die vor allem in den Sommermonaten bei geringerer Stromnachfrage anfallen, werden durch PtG-Anlagen synthetisiert und in das Gassystem integriert. Eine Überführung von Teilen des strukturierten Strombedarfs über PtG in den Gasmarkt führt am Ende zu einer Übereinstimmung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, weil Gasspeicher als Flexibilitätsinstrument nutzbar werden.

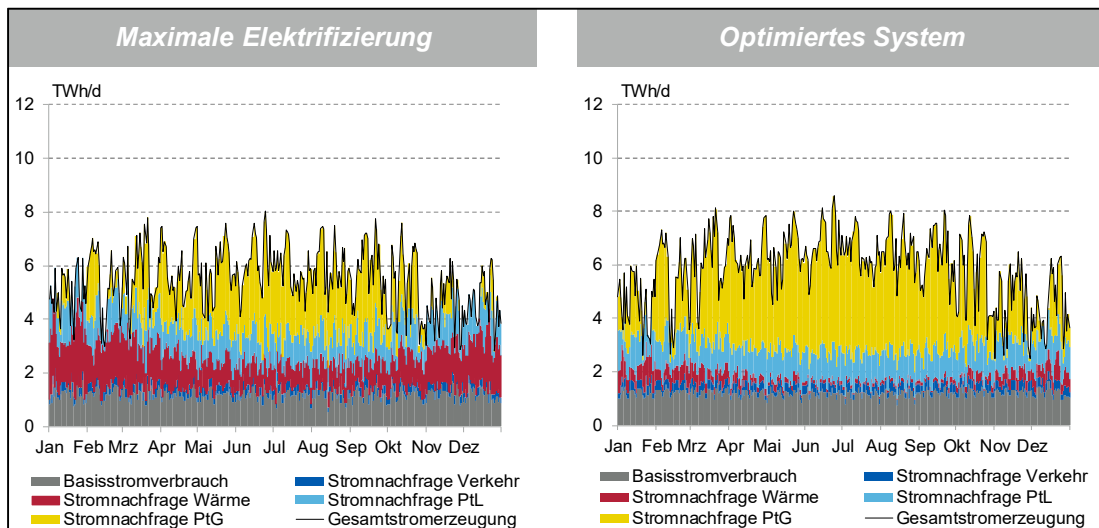


Abbildung 78: Strombedarf und -aufkommen in den Szenarien im Zieljahr 2050

### 7.1.4 Kurzfristspeicher

Werden die in Abschnitt 7.1.3 dargestellten Gesamtstromnachfragen (inkl. Optimierung der PtG- und PtL-Fahrweise) in Jahresdauerlinien überführt, ergibt sich der in Abbildung 79 dargestellte Verlauf. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* treten Spitzenlasten des Strombedarfs in Höhe von 413 GW auf. Im Szenario *Optimiertes System* wird eine Spitzenlast von 480 GW beobachtet. Die alleinige Betrachtung der Spitzenlast verliert jedoch in einem dekarbonisierten und hochflexiblen Stromsystem ihre Aussagekraft. So tragen PtG-Anlagen zur Erhöhung der Jahresspitzenlast bei, laufen aber nur in Stunden mit einem Überangebot von erneuerbarer Erzeugung.

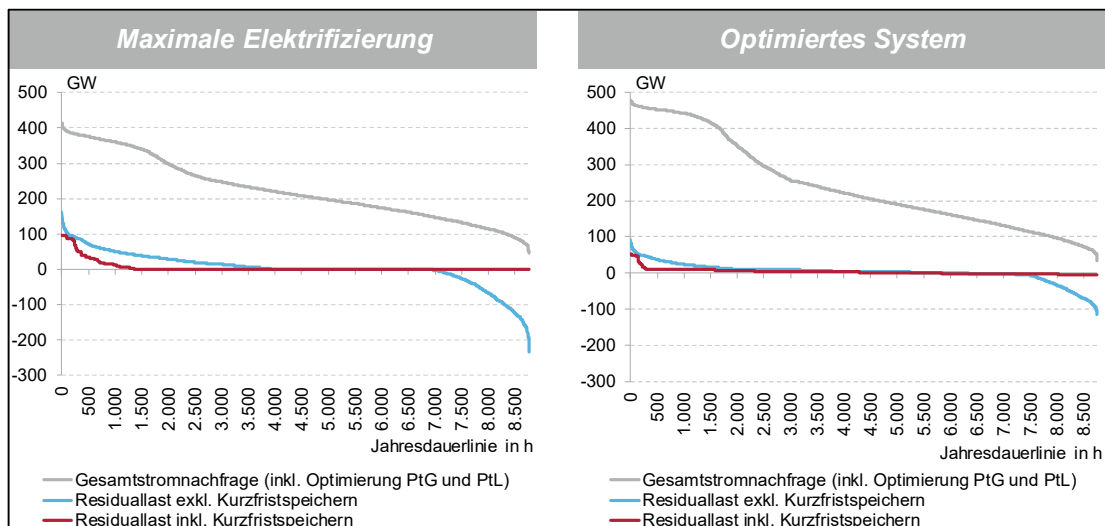


Abbildung 79: Jahresdauerlinien des Strommarktes im Jahr 2050

Daher ist die Residuallast, also die Stromnachfrage nach Abzug der Einspeisung Erneuerbarer Energien sowie unter Abzug der auf Erneuerbaren Gasen basierenden KWK-Stromer-

zeugung (in Abbildung 79 als „Residuallast exkl. Kurzfristspeichern“ bezeichnet), von größerer Aussagekraft. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* ergeben sich Residuallasten in einer Spannbreite von -235 GW und +160 GW. Im Szenario *Optimiertes System* sind diese Residuallasten bereits deutlich reduziert. Sie bewegen sich in einer Spannbreite von -114 GW und +93 GW.

Unter Einsatz von Kurzfristspeichern, die als Batteriespeicher in den Szenarien zur Verfügung stehen, kann die Residuallast weiter reduziert werden. Die in Abbildung 79 als „Residuallast inkl. Kurzfristspeichern“ bezeichnete Zeitreihe stellt die notwendige Stromerzeugung über BackUp-Kraftwerke dar, die entsprechend der Klimaziele über Erneuerbares Gas geheizt werden müssen. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* ergibt sich eine notwendige BackUp-Kapazität unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit in Höhe von 113 GW, im Szenario *Optimiertes System* von 53 GW.

Der Bereich der kurzfristigen Flexibilität ist die Bereitstellung oder Aufnahme von Strommengen auf Tagesbasis. Dies wird im Folgenden an zwei Beispielwochen verdeutlicht.

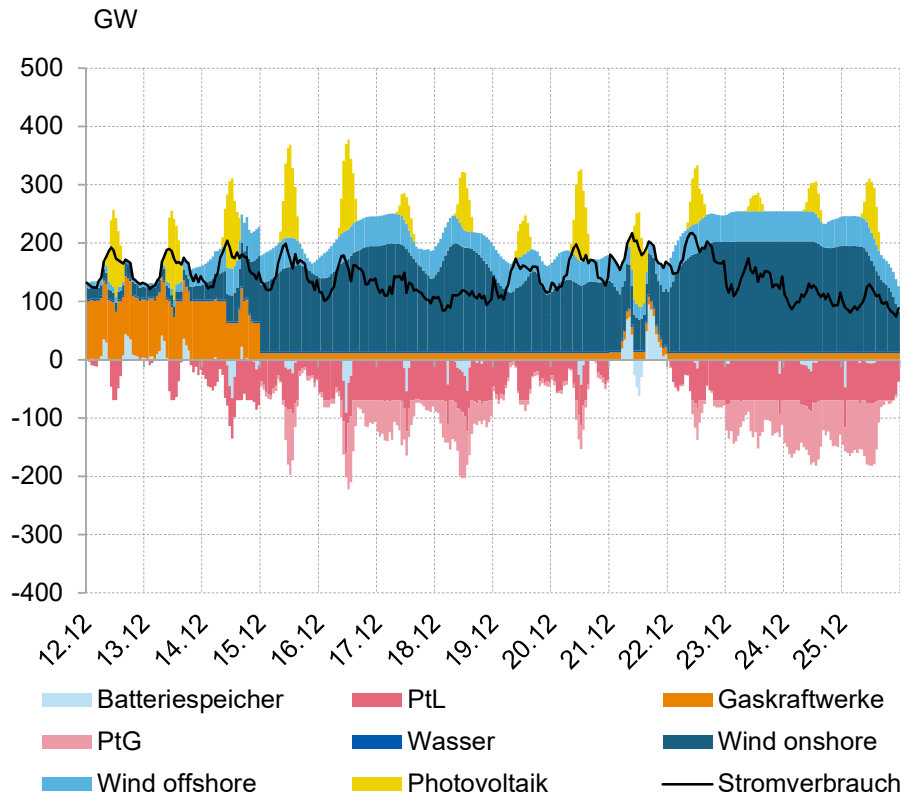
Abbildung 80 illustriert die Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in zwei aufeinanderfolgenden Beispielwochen im Dezember 2050. Positiv sind stündliche Erzeugungsmengen der erneuerbaren Stromerzeugung, Back-Up- und KWK-Stromerzeugung sowie in Summe der direkte Stromverbrauch aus elektrischen Endanwendungen der Bereiche Basisstromverbrauch, Wärme und Verkehr aufgezeigt. Negativ abgetragen sind die zusätzlichen Stromverbräuche aus PtG- und PtL-Anlagen. Ein- und Ausspeichervorgänge von Kurzfristspeichern sind sowohl positiv als auch negativ abgetragen.

Kurzfristige Erzeugungs- und Verbrauchsdifferenzen werden durch Batteriespeicher, d.h. Kurzfristspeicher, bereitgestellt. In den Beispielwochen erfolgt dies insbesondere zu Zeiten der Einspeisung von Photovoltaik. Die Ausspeicherung erfolgt dann wieder in Zeiten höherer Residualnachfrage. Überschussstrommengen aus Erneuerbaren Energien, die nicht in den Lastgang integriert oder in Batteriespeichern (bzw. in geringerem Umfang auch in Pumpspeichern) zwischengespeichert werden können, werden dann durch PtG- und PtL-Anlagen in erneuerbare Brennstoffe umgewandelt und entweder in den entsprechenden Sektoren zeitnah verwendet oder in Gasspeichern gespeichert.

Erkennbar ist im Vergleich zwischen den Szenarien, dass die stündliche Stromnachfrage im Szenario *Maximale Elektrifizierung* vom Niveau höher liegt und auch größere Schwankungen aufzeigt. Dies führt am Anfang der Beispielwoche im Szenario *Maximale Elektrifizierung* zu einer Zeit mit vergleichsweise niedriger Verfügbarkeit von Wind und PV zu einem deutlich höheren Einsatz der Back-Up-Erzeugung als im Szenario *Optimiertes System*. Im Verlauf der beiden Beispielwochen liegt die stündliche Last des Stromverbrauchs im Szenario *Maximale Elektrifizierung* zwischen 74 und 217 GW ggü. 44 und 156 GW im Szenario *Optimiertes System*.

Im Jahresverlauf der 8.760 Stunden zeigt sich prinzipiell ein identisches Verhalten. Der Einsatz der Kurzfristspeicher findet im Stromsystem vor allem auf Stunden- und Tagesbasis statt. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* wird eine installierte Batteriespeicherkapazität von 260 GW benötigt. Das Szenario *Optimiertes System* erfordert mit 110 GW hingegen weniger als die Hälfte der Batteriespeicherkapazität.

Maximale Elektrifizierung



Optimiertes System

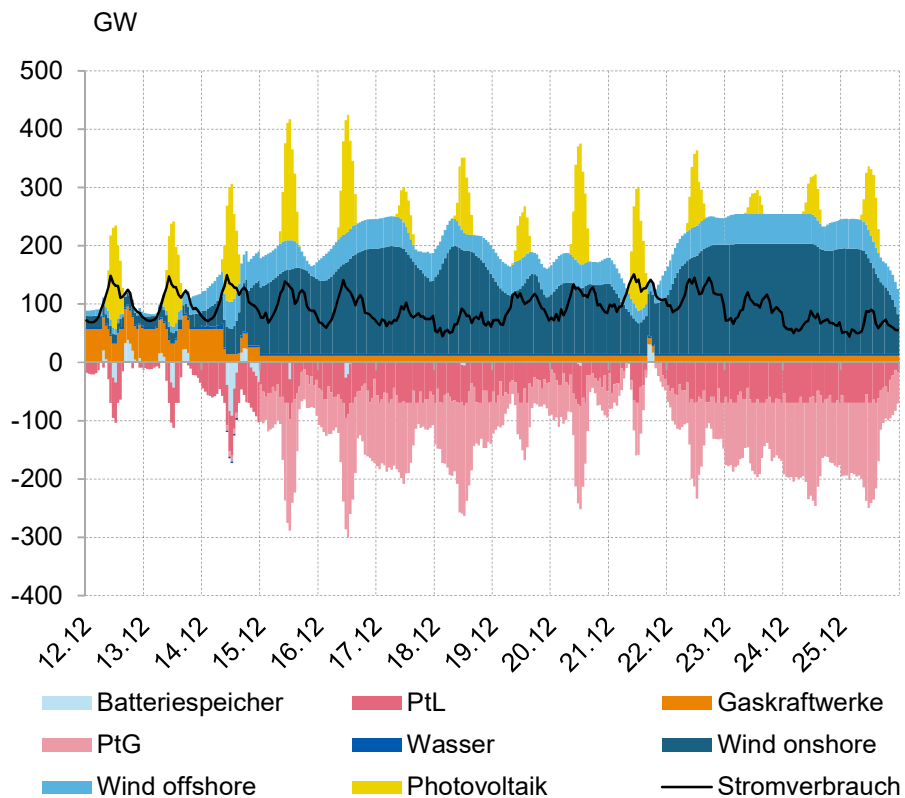


Abbildung 80: Stundenstruktur Erzeugung und Stromverbrauch in zwei Beispielwochen 2050

### 7.1.5 Volkswirtschaftliche Kosten

Nachfolgender Tabelle sind die Investitions- und Betriebskosten für die dargestellten Flexibilitätstechnologien zu entnehmen, die im Zeitraum 2017 bis 2050 anfallen. Aufgrund der benötigten Kapazitäten ergibt sich für das Szenario *Optimiertes System* ein deutlicher Kostennachteil hinsichtlich der PtG-Technologie, aber ein Kostenvorteil bezüglich Kraftwerke und Batteriespeicher. In Summe beträgt der Kostenvorteil für das Szenario *Optimiertes System* ca. 29 Mrd. €.

Gesamt Invest- und Betriebskosten 2017 – 2050 [Mio. €]	<i>Maximale Elektrifizierung</i>	<i>Optimiertes System</i>	Kostendifferenz (Optimiertes System – Maximale Elektrifizierung)
PtG	221.930	374.600	<b>152.670</b>
PtL	197.647	197.647	<b>0</b>
Kraftwerke	211.413	113.452	<b>-97.961</b>
Batteriespeicher	143.567	60.740	<b>-82.827</b>
<b>Gesamt</b>	<b>774.558</b>	<b>746.440</b>	<b>-28.118</b>

Tabelle 14: Investitions- und Betriebskosten im Zeitraum 2017 bis 2050<sup>109</sup>

In Tabelle 15 sind die sich ergebenden Kosten für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für die PtG-Anlagen dargestellt. Da diese Anlagen im Szenario *Optimiertes System* verstärkt zum Einsatz kommt, ergibt sich ein Kostenvorteil für das Szenario *Maximale Elektrifizierung* in Höhe von ca. 60 Mrd. €.

Gesamtkosten 2017 – 2050 [Mio. €]	<i>Maximale Elektrifizierung</i>	<i>Optimiertes System</i>	Kostendifferenz (Optimiertes System – Maximale Elektrifizierung)
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung PtG	57.755	117.296	<b>59.541</b>

Tabelle 15: Variable Kosten CO<sub>2</sub>-Bereitstellung im Zeitraum 2017 – 2050

In Tabelle 16 sind die Brennstoffkosten des fossilen Gases im Stromsektor zur Verfeuerung in Gaskraftwerken angegeben. Da im Szenario *Maximale Elektrifizierung* Gaskraftwerke stärker und früher zugebaut werden und damit auf dem Weg bis 2050 ein erhöhter Einsatz von Erdgas einhergeht, ergibt sich ein Kostenvorteil für das Szenario *Optimiertes System* in Höhe von rd. 16 Mrd. €. Andere Brennstoffe, wie Kernenergie, Kohle und Öl sind zwischen

<sup>109</sup> Annahmen hinsichtlich Kosten und Wirkungsgraden von Kraftwerken und Batteriespeichern finden sich in Anhang III.

den Szenarien identisch und daher nicht dargestellt. Da das Energiesystem in beiden Szenarien eine Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 erreicht, wird Erdgas nur im Rahmen des verfügbaren CO<sub>2</sub>-Budgets auf dem Weg dorthin verfeuert.

Gesamtkosten 2017 – 2050 [Mio. €]	<i>Maximale Elektrifizierung</i>	<i>Optimiertes System</i>	Kostendifferenz (Optimiertes System – Maximale Elektrifizierung)
<b>Brennstoffkosten Fossiles Gas</b>	225.723	210.017	<b>-15.707</b>

Tabelle 16: Brennstoffkosten fossiles Gas im Zeitraum 2017 – 2050

## 7.2 Gasverbrauch und -erzeugung

Die Sektoren benötigen in den Szenarien unterschiedliche Mengen an Gas zur Deckung des Bedarfs. Prinzipiell sind der Wärmemarkt, der Verkehrssektor, der FeedStock sowie die Kraftwerkslandschaft mit Erneuerbaren Gasen zu versorgen. Da der Strommarkt nicht in der Lage ist, diese PtG-Mengen bedarfsgerecht zu liefern (vgl. Abschnitt 7.1.3), werden erhebliche Flexibilitäten durch die Gasspeicher dargestellt.

### 7.2.1 Verbrauchsstruktur

Der Gasverbrauch wird durch den Bedarf Erneuerbarer Gase des FeedStock, des Verkehrssektors, des Wärmesektors und der Versorgung der (BackUp-)Kraftwerke bestimmt.<sup>110</sup>

Der FeedStock-Bedarf ist nahezu bandförmig und auch die Verwendung im Bereich des Verkehrssektors wird als bandförmig angenommen. Der Bedarf des Wärmemarktes und der Kraftwerke unterscheiden sich je nach Szenario sowohl in Jahresmenge als auch Struktur. Als Basis der Kalkulation dienen die Temperaturen eines Beispieljahres, vgl. Abschnitt 3. Nachfolgende Abbildung 81 stellt die täglich erforderlichen Gasmengen im Zieljahr 2050 dar.

<sup>110</sup> Alle Angaben in diesem Abschnitt beziehen sich auf den Brennwert.

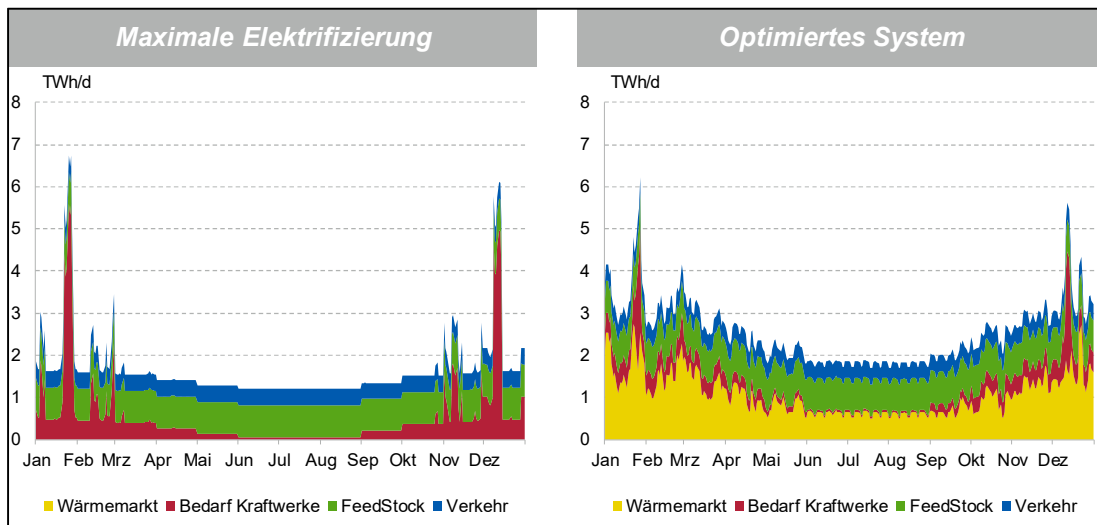


Abbildung 81: Zusammensetzung der Gasverwendung in den Szenarien im Jahr 2050

Der Gasbedarf im Szenario *Maximale Elektrifizierung* zeigt, dass im Wärmemarkt kein direkter Einsatz von Gasmengen notwendig ist. Durch den hohen Elektrifizierungsgrad des Wärmemarktes sind jedoch Gaskraftwerke essentiell, die in Zeiten niedrigen Dargebots Erneuerbarer Energien den Strombedarf des Wärmemarktes decken. Daher ist der Gasbedarf des Szenarios wesentlich von den Gasbedarfsmengen der BackUp- und KWK-Kraftwerke in Höhe von 193 TWh geprägt. Darüber hinaus werden Mengen Erneuerbaren Gases für die Sektoren FeedStock und Verkehr in Höhe von 278 TWh und 141 TWh benötigt. In Summe ergibt sich ein Gasbedarf im Szenario *Maximale Elektrifizierung* in Höhe von 612 TWh pro Jahr. Die notwendige Spitzenleistung in Höhe von 6,7 TWh pro Tag wird im Wesentlichen durch die Kraftwerke verursacht.

Im Szenario *Optimiertes System* erreicht der Gasverbrauch annähernd 930 TWh pro Jahr. Dies, da insbesondere der zusätzliche Gasbedarf des Wärmemarktes (393 TWh) zu decken ist. Im Gegenzug sinkt jedoch der jährliche Bedarf der Kraftwerke auf 119 TWh. Der Gasbedarf der Sektoren FeedStock und Verkehr ist in den beiden betrachteten Szenarien identisch. Auch im Szenario *Optimiertes System* tritt die zu deckende Höchstleistung im Januar und Dezember auf. Allerdings sinkt die notwendige maximale Gasleistung auf 6,2 TWh pro Tag.

## 7.2.2 Erzeugungsstruktur

Die Bereitstellung Erneuerbarer Gase erfolgt zu einem Großteil über Power-to-Gas aber auch zu einem gewissen Teil über die direkte Nutzung des Biomethanpotenzials (vgl. Abschnitt 6.2.4). Die Produktionsstruktur der Power-to-Gas-Anlagen folgt, wie in Abschnitt 7.1.3 dargestellt, dem Strommarkt, um eine Übereinstimmung zwischen den Erzeugungsstrukturen der Erneuerbaren Energien und dem Stromverbrauch zu ermöglichen. Daher ist die Produktionsstruktur von PtG hochgradig volatil und kann kurzfristig starke Schwankungen aufweisen. Die erforderliche Flexibilität zur Strukturierung der Erneuerbaren Energien wird durch die stromgeführte Fahrweise der PtG-Anlagen jedoch in den Gasmarkt verschoben und bedingt entsprechend einen umfangreichen Einsatz von Gasspeichern im Gasmarkt, um die dargestellte Produktionsstruktur Erneuerbarer Gase dem Bedarf an Erneuerbaren Gasen anzugleichen (vgl. folgender Abschnitt).

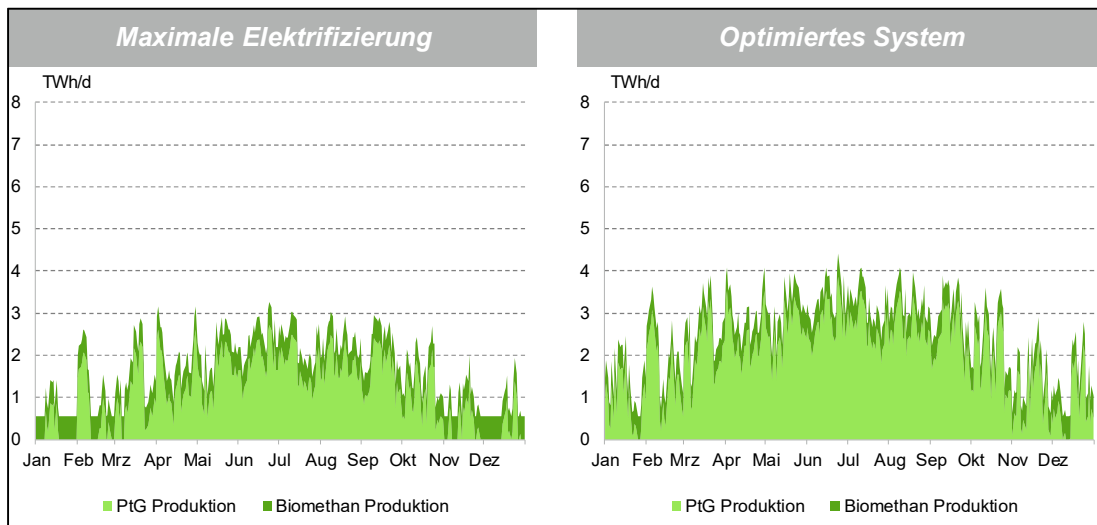


Abbildung 82: Erzeugungsstruktur Erneuerbarer Gase im Zieljahr 2050

### 7.2.3 Gasspeicher

Da der Flexibilitätsbedarf im Strommarkt über Stromspeicher, Power-to-Gas und Gaskraftwerke ausgeglichen wird, sind die Herausforderungen zur Strukturierung Erneuerbarer Energien in den Gasmarkt verschoben worden. Daher existieren erhebliche Differenzen bzw. Residuallasten zwischen der Gasproduktion und dem Gasbedarf (vgl. Abbildung 83).

Die Struktur des Gasbedarfs ist vom direkten Bedarf der einzelnen Sektoren beeinflusst. Zur Versorgung werden Biomethanmengen und mittels Power-to-Gas-Anlagen synthetisierte Gase benötigt. Der Flexibilitätsbedarf der fluktuierenden Erneuerbaren-Einspeisung äußert sich in notwendiger Rückverstromung Erneuerbarer Gase und in der stromgeführten Bereitstellung von Power-to-Gas.

Dies führt dazu, dass die PtG-Einspeisung antizyklisch zum typischen Gasmarktbedarf erfolgt.

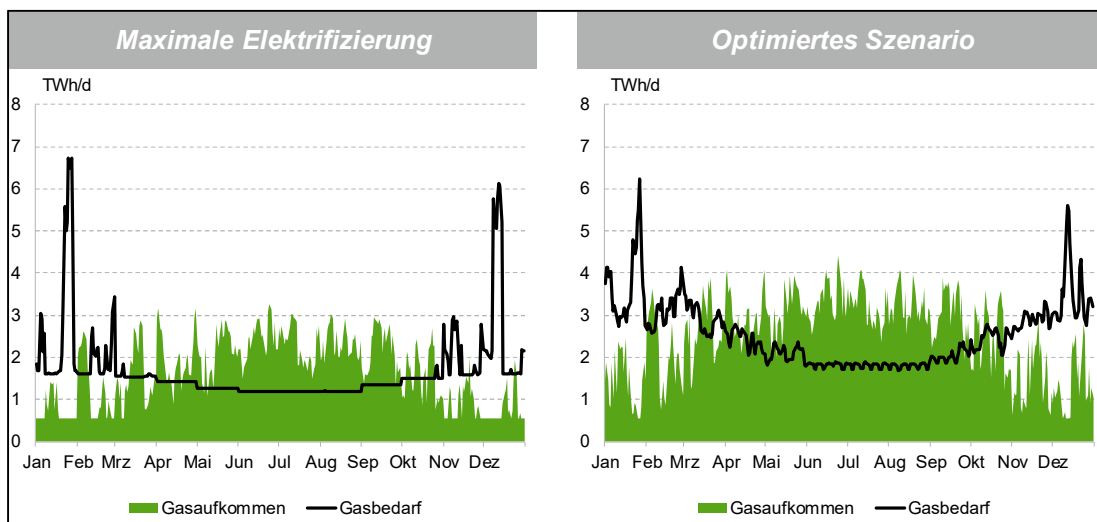


Abbildung 83: Gasbedarf und Gasaufkommen im Zieljahr 2050



Während der Gasbedarf in den Wintermonaten vergleichsweise hoch ausfällt, kann der Strommarkt in diesem Zeitraum kaum Mengen Erneuerbarer Gase bereitstellen. Dies erfolgt im Wesentlichen innerhalb der Sommermonate.

Die entstehenden Flexibilitätsbedarfe sind zum einen eine Frage der Leistungsbereitstellung, als auch eine Frage der Mengenerbereitstellung.

Vor diesem Hintergrund ist vor allem auf die Bedeutung der notwendigen Strukturierung der Erneuerbaren Energien hinzuweisen. Batteriespeicher können sicherlich einen Beitrag leisten. Jedoch ist die Verschiebung von großen Mengen über mehrere Tage, Wochen oder Monate nicht sinnvoll durch diese Technologie umzusetzen. Hierfür bedarf es geeigneter Flexibilitätsquellen. Die Integration der Erneuerbaren erfolgt daher vor allem über die Produktionsstruktur und -flexibilität der Erneuerbaren Gase. Zur Speicherung Erneuerbarer Gase eignen sich bereits heute existierende Gasspeicher, die für die Anforderungen des Wärmemarktes und für die Bereitstellung hoher Leistungen sowie der saisonalen Bereitstellung von Energiemengen errichtet wurden.

Die in den vorherigen Abschnitten herausgearbeitete Notwendigkeit der Strukturierung von Erneuerbaren Energien in einem treibhausgasneutralen Energiesystem ist eine große Aufgabe. Der Strommarkt und dessen Infrastruktur sind nicht auf die Anforderungen äußerst temperaturabhängiger Profile des Wärmemarkts oder kurzfristiger Schwankungen insbesondere im Bereich des Verkehrssektors ausgelegt. Die Nutzung vorhandener Speicher zur Lösung dieser Herausforderung erscheint, vor dem Hintergrund der erheblichen Energiemengen, die bewegt werden müssen, sinnvoll. Der Gasmarkt mit der bestehenden Speicherinfrastruktur wurde bereits über Jahrzehnte entwickelt, um diesen temperaturabhängigen Lastschwankungen gerecht zu werden. Daher wurde in dieser Studie – in Abwesenheit alternativer Technologien – insbesondere die Nutzung der Gasspeicher zur Integration der erneuerbaren Erzeugung angenommen. Wird Abbildung 83 um die notwendige Ein- und Ausspeicherung ergänzt, werden die zu verschiebenden Mengen deutlich (siehe Abbildung 83).

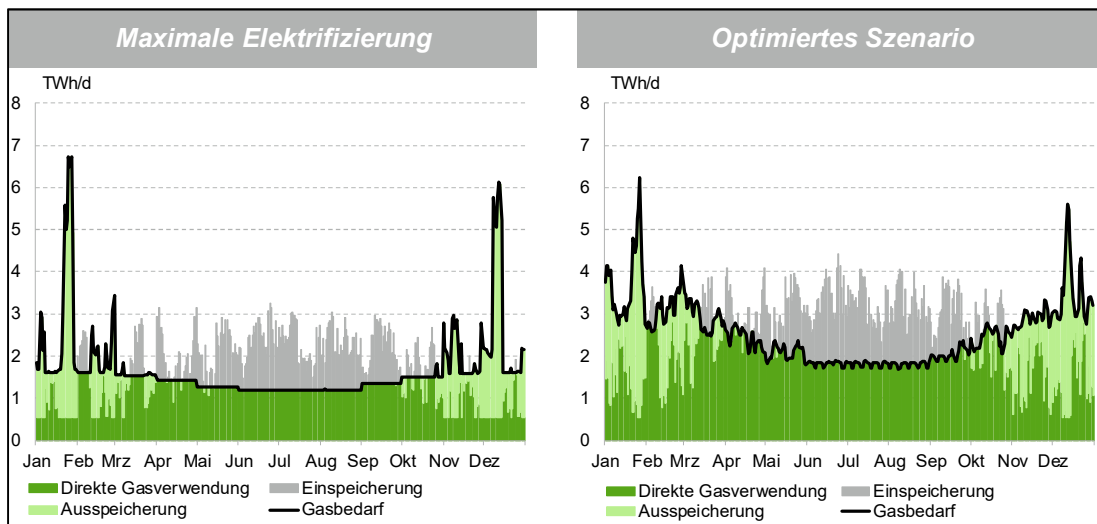


Abbildung 84: Gasbedarf und Gasaufkommen im Zieljahr 2050

Zur konkreten Ermittlung des Gasspeichereinsatzes wurden die in Deutschland existierenden Gasspeicherkapazitäten unter Berücksichtigung von Kennlinien der Ein- und Ausspeicherleistung abgebildet. Weitere Details hinsichtlich der Optimierung des Speichereinsatzes können Abschnitt 8.1.2 entnommen werden. Abbildung 85 zeigt den resultierenden Füllstandsverlauf der Gasspeicher im Jahr 2050.

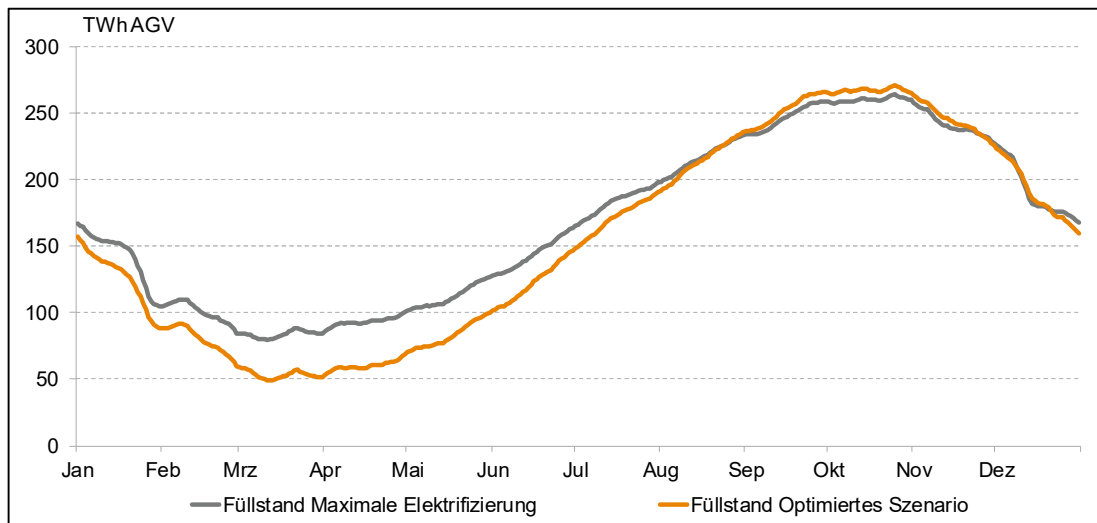


Abbildung 85: Füllstandsverlauf der Gasspeicher im Zieljahr 2050

Das Ergebnis der Optimierung zeigt einen erheblichen Speicherbedarf – unabhängig vom jeweiligen Szenario. Sowohl das Szenario *Maximale Elektrifizierung* als auch das Szenario *Optimiertes System* sind von einer typischen Speicherverlaufskurve geprägt, wie sie auch heute im Gasmarkt zu beobachten ist. Dennoch weisen beide Szenarien spezifische Unterschiede auf.

Zum einen ist der Umschlag der Erdgasspeicher im Szenario *Optimiertes System* höher. 241 TWh Energiemengen werden hier in Summe ausgespeichert, im Szenario *Maximale Elektrifizierung* sind dies nur 204 TWh.

Ein weiterer Unterschied ist im Mindestfüllstand der Speicher zu finden. Der Mindestfüllstand wird durch die Ein- und Ausspeicherkennlinie verursacht. Um notwendige Leistung an einem Tag bereitstellen zu können, muss ein bestimmter Mindestfüllstand (Mindestdruck in den Speichern) vorhanden sein. Während im Szenario *Optimiertes System* ein Füllstand von 49 TWh ausreichend ist, muss im Szenario *Maximale Elektrifizierung* 81 TWh Gas im Speicher vorgehalten werden, um die notwendige Ausspeicherleistung im Januar und Dezember gewährleisten zu können. Im Szenario *Optimiertes System* muss eine Ausspeicherleistung von 5,7 TWh pro Tag vorgehalten werden. Durch den hohen Bedarf der Backup-Kraftwerke in den Wintermonaten im Szenario *Maximale Elektrifizierung* ist hier eine noch höhere Ausspeicherleistung von 6,2 TWh pro Tag bereitzustellen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass im Szenario *Optimiertes System* vor allem die Umschlagsmenge das ausschlaggebende Kriterium für die erforderlichen Gasspeicherkapazitäten ist. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* ist vor allem die notwendige Ausspeicherleistung der wesentliche Parameter für den Bedarf an Gasspeicherkapazitäten.

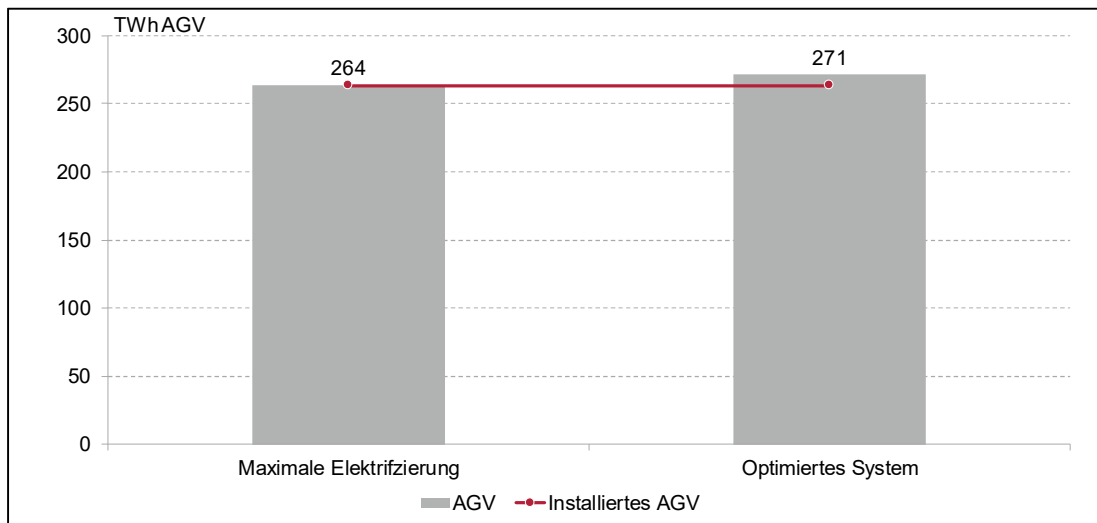


Abbildung 86: Notwendiges AGV der Gasspeicher im Zieljahr 2050

Abbildung 86 zeigt die in den Szenarien erforderlichen Gasspeicherkapazitäten, d.h. das benötigte Arbeitsgasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist trotz der unterschiedlichen Ausgestaltung der Szenarien sehr ähnlich. Das Szenario *Maximale Elektrifizierung* erfordert in Summe 264 TWh AGV, im Szenario *Optimiertes System* werden 271 TWh benötigt. In beiden Szenarien sind damit geringfügig größere Gasspeicherkapazitäten erforderlich, als heute bereits installiert sind.

#### 7.2.4 Volkswirtschaftliche Kosten

Die volkswirtschaftlichen Kosten der PtG-Anlagen sind bereits in Abschnitt 7.1.5 bilanziert worden. Der darüber hinaus erforderliche Bedarf an Gasspeichern wird in Abschnitt 8.2.2.3 hergeleitet, da eine regionale Betrachtung des Speicherzubaus unter Berücksichtigung des Gasnetzausbaus vorgenommen wird.

### 7.3 Gasspeicher vs. Batteriespeicher

Gasspeicher verfügen über die Möglichkeit, große Energiemengen aufzunehmen, zu speichern und hohe Leistungen über längere Zeiträume bereitzustellen. Batteriespeicher können im Vergleich zu ihrem Energieinhalt große Leistungen bereitstellen, dies jedoch nur über sehr kurze Zeiträume bevor ihr Energieinhalt erschöpft ist und neu geladen werden muss.

Wie in Abbildung 76 und Abbildung 84 dargestellt ist, müssen in beiden Szenarien hohe Leistungen bereitgestellt werden. Diese Leistungsbereitstellung muss jedoch über längere Zeiträume erbracht bzw. aufrechterhalten werden. Zusätzlich ist auch der aufzunehmende Energieüberschuss zeitlich deutlich versetzt zum Leistungsbedarf, teils über mehreren Wochen und Monate.

Batteriespeicher sind für diese Art der Leistungsbereitstellung wenig geeignet. Ihre Rolle liegt insbesondere in der kurzfristigen, d.h. untertägigen, Verschiebung von Energiemengen. Die Aufnahme von Überschussstrom und eine nur geringe Zeit spätere Abgabe von Strommengen zur Deckung hoher Leistungsspitzen fällt somit in ihren originären Aufgabenbereich.

Gasspeicher hingegen verfügen über die Möglichkeit, große Energiemengen über mehrere Wochen und Monate aufzunehmen und anschließend über Wochen und Monate abzugeben. Hierzu verfügt der Gasspeicher über ein Reservoir zur Speicherung der Energiemengen. Gasspeicher sind daher ideal geeignet, sowohl hohe kurzfristige Leistungsspitzen zu decken, als auch Leistungen über längere zusammenhängende Zeiträume bereitzustellen.

Abbildung 87 vergleicht die installierte Leistung der jeweiligen Speicherart im Vergleich zur Möglichkeit der Speicherung von Energiemengen. Während Gasspeicher über ein Verhältnis Leistung zu Volumen von 1:900 verfügen, sind Batteriespeicher mit einem Verhältnis von rd. 1:2 offensichtlich nicht für die Verschiebung langfristiger Energiemengen oder der Leistungsbereitstellung über einen längeren Zeitraum geeignet. Aus Gründen der Kosteneffizienz sind daher Gasspeicher für ein Energiesystem im Jahr 2050 zu bevorzugen. Dies gilt sowohl für das Szenario *Maximale Elektrifizierung* als auch für das Szenario *Optimiertes System*.

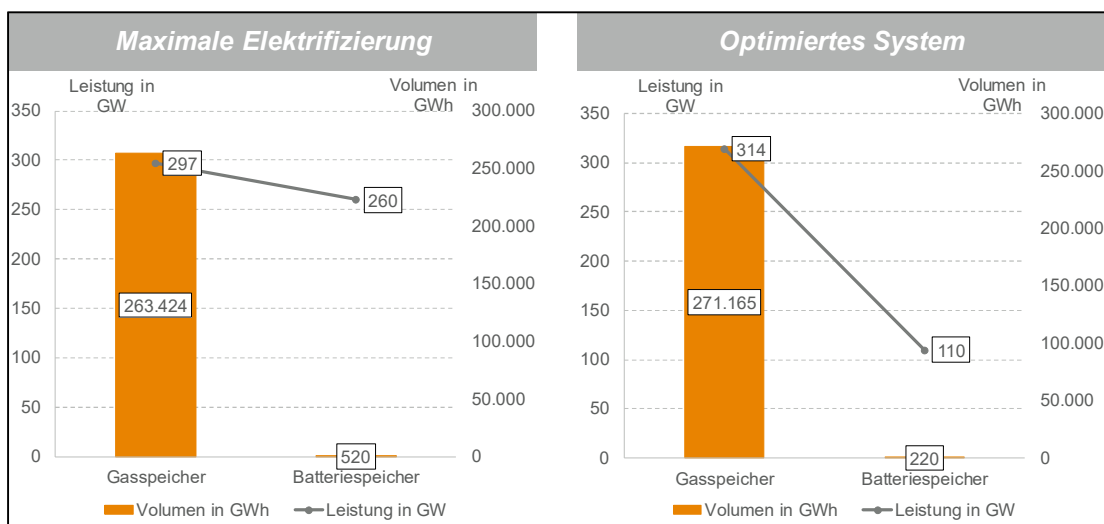


Abbildung 87: Leistung und Energieinhalt von Gasspeichern und Batteriespeichern

## 8 Netzzonen und Kapazitätsentwicklung

### Kurzfassung des Abschnitts

Basierend auf der Marktmodellierung wurde auch eine Abschätzung des erforderlichen Infrastrukturausbaus im Strom- und im Gassektor in den beiden Szenarien vorgenommen. Sie bezieht sich ausschließlich auf das Stromübertragungsnetz sowie das Gasfernleitungsnetz und Gasspeicher. Eine Analyse auf Verteilnetzebene wurde nicht vorgenommen.

Die Modellierung basiert auf einer vereinfachten Regionalisierung des Strom- und Gasmarktes und den entstehenden Energieflüssen zwischen den einzelnen Regionen. Ziel ist es, eine erste Einschätzung der für den Netz- und Infrastrukturausbau zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten zu geben.

In beiden Szenarien ergibt sich ein umfangreicher Ausbaubedarf des Stromnetzes. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* ist der Ausbaubedarf mit 186 GW an zusätzlichen Übertragungskapazitäten am größten. Dies entspricht einem Anstieg von 177% gegenüber dem heutigen Wert von 103 GW. Im Szenario *Optimiertes System* ergibt sich mit 68 GW ein wesentlich geringerer Ausbaubedarf in Höhe von 66%. Das Szenario *Maximale Elektrifizierung* verursacht also einen fast dreimal höheren Ausbaubedarf im Vergleich zum *Optimierten System*. In Summe ergibt sich für das Szenario *Optimiertes System* im Zeitraum von 2017 bis 2050 ein kumulierter Kostenvorteil in Höhe von 158 Mrd. € gegenüber dem Szenario *Maximale Elektrifizierung*.

Die bereits bestehende Gasinfrastruktur kann demnach einen entscheidenden Beitrag zur Reduktion des Stromnetzausbaus und der daraus resultierenden Kosten leisten. So ergibt sich in beiden Szenarien zwar ein notwendiger Ausbau des Gasnetzes von 24 GWh/h im Szenario *Maximale Elektrifizierung* und 39 GWh/h im Szenario *Optimiertes System*. Bezogen auf den heutigen Wert der Fernleitungskapazitäten beträgt der erhöhte Ausbaubedarf des Szenarios *Optimiertes System* aber lediglich 20%. Die Zusatzkosten für das Fernleitungsnetz in diesem Szenario betragen im Zeitraum von 2017 bis 2050 1,7 Mrd. €.

Die vorhandenen Gasspeicherkapazitäten können einen entscheidenden Beitrag zur Vermeidung zusätzlichen Fernleitungsnetzausbaus leisten. In beiden Szenarien besteht ein im Vergleich zum heutigen Arbeitsgasvolumen geringer Ausbaubedarf von 0,4 TWh (*Maximale Elektrifizierung*) bzw. 8 TWh (*Optimiertes System*). Es zeigt sich für beide Szenarien, dass die derzeit vorhandenen Gasspeicherkapazitäten einerseits fast ausreichend sind, um benötigte Flexibilität in beiden Szenarien zur Verfügung zu stellen, die derzeit bestehenden Kapazitäten damit aber auch andererseits in vollem Umfang benötigt werden. Sie sind ein kosteneffizientes Mittel, um Aufkommen und Bedarf zu integrieren und gleichzeitig Netzausbau zu vermeiden. Die sich durch den Ausbau von Gasspeichern ergebenden Zusatzkosten für das Szenario *Optimiertes System* betragen im Zeitraum bis 2050 1,0 Mrd. €.

Zusammenfassend ergibt sich aus der Betrachtung der Übertragungs- und Fernleistungsnetze sowie der Gasspeicher im Zeitraum bis 2050 ein erheblicher Kostenvorteil für das Szenario *Optimiertes System* von ca. 155 Mrd. €. Dabei wurden allerdings Kosten auf Verteilnetzebene nicht berücksichtigt. Es ist davon auszugehen, dass die Stromverteilnetze um ein Vielfaches mehr als die Gasverteilnetze ausgebaut werden müssten, was den Kostenvorteil für das Szenario *Optimiertes System* weiter erhöhen würde.

In Abschnitt 8.1 wird zunächst die Vorgehensweise bei der Regionalisierung der Gas- und Stromnetze im Status Quo, also im Basisjahr 2017, erläutert. In Abschnitt 8.2 werden für die beiden Szenarien der Infrastrukturausbaubedarf bis in das Jahr 2050 und die damit verbundenen Kosten abgeschätzt. Die Analyse erfolgt auf Basis:

- der regionalisierten Ergebnisse für die Endkundennachfrage (Abschnitt 5)
- des Zubaus der Erneuerbaren Energien (Abschnitt 6)
- der sich im Rahmen der Strommarktmodellierung ergebenden Erzeugungskapazitäten für gasbasierte Kraftwerkskapazitäten (Abschnitt 7)
- der notwendigen PtG/PtL-Erzeugungsanlagen (Abschnitt 7)
- sowie der Batterie- und Gasspeicher (Abschnitt 7)

## 8.1 Regionale Auflösung im Status Quo

### 8.1.1 Regionalisierung des Strommarktes

Im Stromsektor wurde eine Regionalisierung in sechs Netzzonen vorgenommen. Die Netzzonen repräsentieren Gebiete des deutschen Übertragungsnetzes (220 kV und 380 kV Spannungsebenen) zwischen denen in der aktuellen Netztopologie begrenzte Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen und damit ggf. Netzengpässe bestehen. Es werden folgende Zonen unterschieden:

- zwei Zonen in Norddeutschland: Nord-Ost (NE) und Nord-West (NW)
- zwei Zonen in Mitteldeutschland: Ost (E) und West (W)
- zwei Zonen in Süddeutschland: Süd-Ost (SE) und Süd-West (SW)

Dabei wurde auf Daten des Projektes „EIMod“ der TU Dresden<sup>111</sup> zurückgegriffen. Diese Basisdaten wurden um aktuelle Ausbauprojekte des Netzentwicklungsplans ergänzt.<sup>112</sup> Die Ergebnisse für die Regionalisierung des Stromnetzes im Basisjahr 2017 sind in Abbildung 88 dargestellt. Der Grafik sind jeweils die aktuell vorhandenen Austauschkapazitäten zwischen den einzelnen Zonen (orangefarbene Pfeile) sowie die berücksichtigten Ausbauten<sup>113</sup> aus dem Netzentwicklungsplan bis 2025 (grüne Kästen) zu entnehmen. Ausgehend von der dieser Studie zugrundeliegenden Prämisse, dass ein treibhausgasneutrales Deutschland mit einem 100%igen Deckungsgrad des Energiebedarfs mit Erneuerbaren Energien untersucht werden soll, werden bis in das Jahr 2050 sämtliche Netzkopplungspunkte mit dem Ausland entfernt. Diese sind daher in der Abbildung nicht gezeigt.

---

<sup>111</sup> TU Dresden, Lastflussmodell EIMod, öffentliche Basisdaten

<sup>112</sup> ÜNB (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, 2. Entwurf

<sup>113</sup> Es werden folgende Ausbaumaßnahmen berücksichtigt: Netzverstärkung Dörpen – Niederrhein (IBN: 2020); Netzausbau Wahle – Mecklar (IBN: 2021); Netzverstärkung Region Münsterland/Westfalen (IBN: 2024); Netzverstärkung Gütersloh – Bechterdissen (IBN: 2025); Südwest-Kuppelleitung (IBN: 2017); Netzverstärkung Kriffel – Obererlenbach (IBN: 2017); Netzverstärkung Region Koblenz/Trier (IBN: 2021)

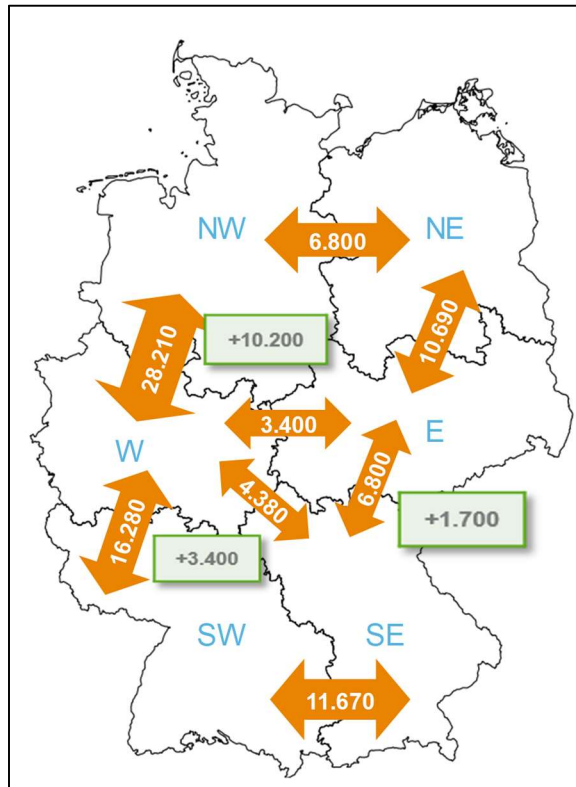


Abbildung 88: Regionen des Strommarktmodells und vorhandene Austauschkapazitäten in MW<sup>114</sup>

Im Rahmen der Strommarktmodellierung werden keine zonalen Preise berechnet. Das bedeutet, dass der Großhandelspreis für Strom, wie auch im aktuellen Marktdesign, keine innerdeutschen Netzengpässe berücksichtigt. Mögliche Kapazitätsengpässe spielen bei der Modellierung des deutschlandweiten Zubaus von Erzeugungskapazitäten daher keine Rolle. Der so ermittelte deutschlandweit benötigte Zubau an Erzeugungskapazitäten bzw. der Zubaubedarf von Technologien zur Umwandlung von Strom (PtL / PtG) werden in einem zweiten Schritt auf Basis von Residuallastsignalen regionalisiert, um den Stromnetzausbau zu minimieren. Auf welcher Basis der zonale Zubau je Technologiezweig erfolgt, wird in den entsprechenden Teilen von Abschnitt 8.2.1 erläutert. Prinzipiell erfolgt eine regionale Zuordnung derart, dass die notwendigen zusätzlichen Austauschkapazitäten zwischen den Zonen reduziert werden. Zusätzlich werden Randbedingungen, wie z.B. Flächenverfügbarkeit für PV oder Wind Onshore bzw. Verbrauchsschwerpunkte berücksichtigt.

Der Abschätzung der Kosten des Netzausbaus liegt weiterhin die vereinfachte Annahme zugrunde, dass lediglich jeweils die geografischen Mittelpunkte der Zonen verbunden werden. Die entsprechenden Abstände der Zonen sind in folgender Tabelle angegeben.

<sup>114</sup> inkl. geplanter Ausbauten bis 2025.

[km]	E	NE	NW	SE	SW	W
E		224		246		318
NE	224		243			
NW		243				262
SE	246				186	378
SW				186		264
W	318		262	378	264	

Tabelle 17: Durchschnittliche Entfernungen zwischen den Netzzonen Strom

### 8.1.2 Regionalisierung des Gasmarktes

Der Gasmarkt wurde in vier Zonen aufgeteilt. Die Regionalisierung erfolgte anhand der Marktgebiete NCG und Gaspool, die jeweils nach den beiden Gasqualitäten H- und L-Gas unterschieden werden. Die verfügbaren Austauschkapazitäten zwischen den Zonen wurden auf Basis veröffentlichter Daten<sup>115</sup> abgeleitet. Nachfolgende Abbildung 89 zeigt die berücksichtigten Regionen und deren Austauschkapazitäten. Vergleichbar der Vorgehensweise im Strommarkt (siehe vorheriger Abschnitt), werden ebenfalls bis in das Jahr 2050 sämtliche Import- und Exportkapazitäten entfernt, um ein treibhausgasneutrales Deutschland mit 100%iger Deckung des Energiebedarfs mit Erneuerbaren Energien zu untersuchen. Diese Kapazitäten sind daher in der Abbildung nicht gezeigt.

Weiterhin wurde bei der Regionalisierung und der anschließenden Abschätzung der Entwicklung des Fernleitungsnetzes berücksichtigt, dass die heutigen L-Gasgebiete spätestens in den 2030er Jahren fast ausschließlich mit H-Gas versorgt werden. Dazu werden entsprechende Kapazitäten unterstellt, indem angenommen wurde, dass Austauschkapazitäten zwischen den H- und L-Gasmarktgebieten in der Höhe geschaffen werden, die die heute vorhandenen Importkapazitäten zur Versorgung des jeweiligen L-Gas-Marktes aufweisen. Diese zusätzlichen Kapazitäten sind im Folgenden bereits berücksichtigt. Dennoch werden bei der Modellierung bis 2050 die Zonen GPL-L und NCG-L weiterhin mit dem Suffix „-L“ bezeichnet, um sie über die Zeit hinweg gleichbleibend bezeichnen zu können. Diese Bezeichnung dient lediglich der besseren Verständlichkeit und Vergleichbarkeit mit dem heutigen Stand und soll nicht darauf hindeuten, dass nach dem Jahre 2030 noch L-Gas in nennenswertem Umfang in Deutschland vorhanden wäre.

<sup>115</sup> ENTSO-G Capacity Map, WebSites der Fernleitungsnetzbetreiber



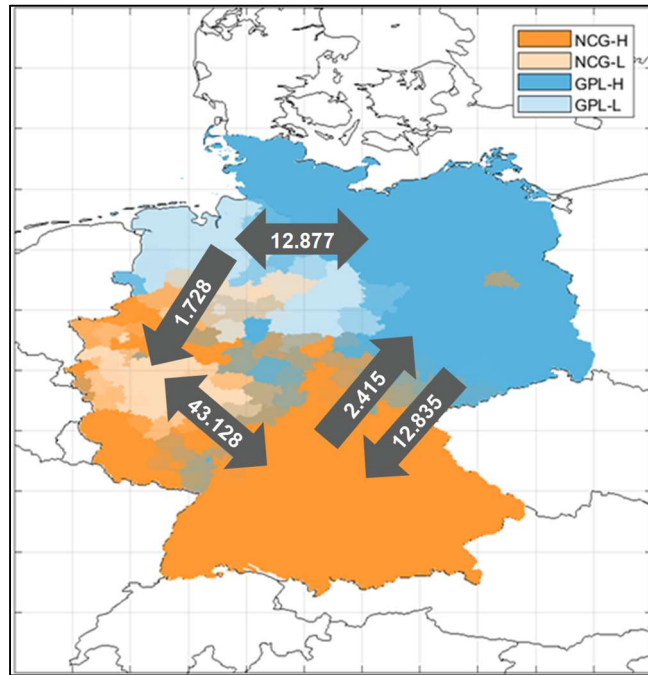


Abbildung 89: Angenommene interzonale Austauschkapazitäten [in MW] des deutschen Gasnetzes

Der Abschätzung der Kosten des Ausbaus des Gasnetzes liegt die vereinfachte Annahme zugrunde, dass lediglich jeweils die geografischen Mittelpunkte der dargestellten Zonen verbunden werden. Die entsprechenden mittleren Abstände der Zonen sind in folgender Tabelle angegeben.

in km	GPL-H	GPL-L	NCG-H	NCG-L
GPL-H		250	350	400
GPL-L	250		410	180
NCG-H	350	410		330
NCG-L	400	180	330	

Tabelle 18: Durchschnittliche Entfernungen zwischen den Netzzonen Gas

Im Zuge der Modellierung der Gasinfrastruktur sind die in Deutschland vorhandenen Gasspeicher ein wesentlicher Aspekt. Diese stellen die benötigte Flexibilität zu wesentlichen Anteilen zur Verfügung, um Angebot und Nachfrage von Energie anzugleichen, siehe auch die Diskussion in Abschnitt 7. Entsprechend der Aufteilung des Gasmarktes in vier Zonen werden jeder Zone die dort derzeit vorhandenen Gasspeicherkapazitäten zugeordnet.

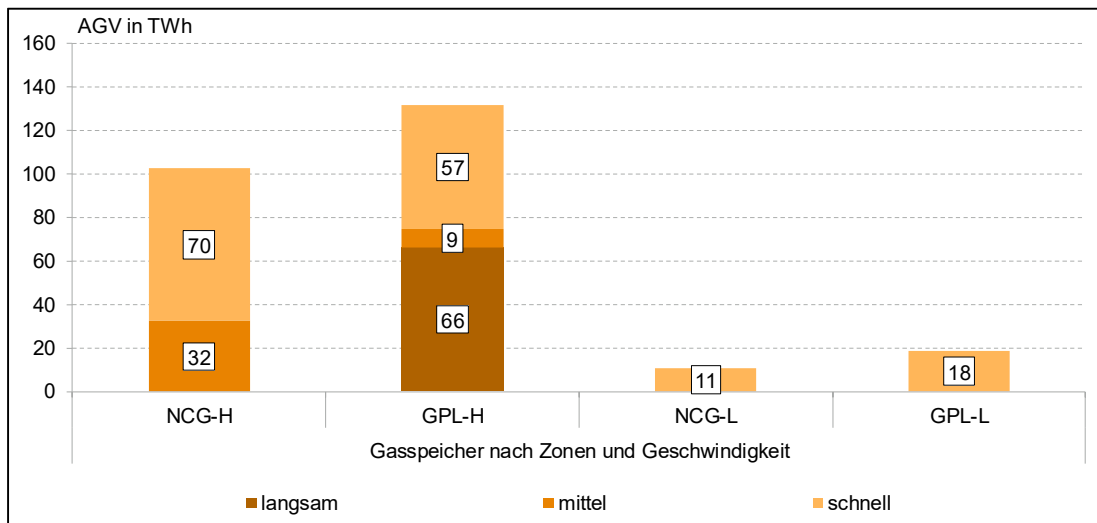


Abbildung 90: AGV deutscher Gasspeicher nach Zonen

Weiterhin sind die Gasspeicher nach Ein- bzw. Auspeichergeschwindigkeit unterteilt. Langsame Speicher entsprechen beispielsweise Porenspeichern oder Aquiferen, schnellere Speicher entsprechen Kavernenspeichern. In Abbildung 91 ist die im Rahmen der Modellierung unterstellte Abhängigkeit der Ein- bzw. Auspeichergeschwindigkeit vom Füllstand des Speichers dargestellt (Kennlinie). Es wird die gleiche Kennlinie für alle Speicher angenommen.

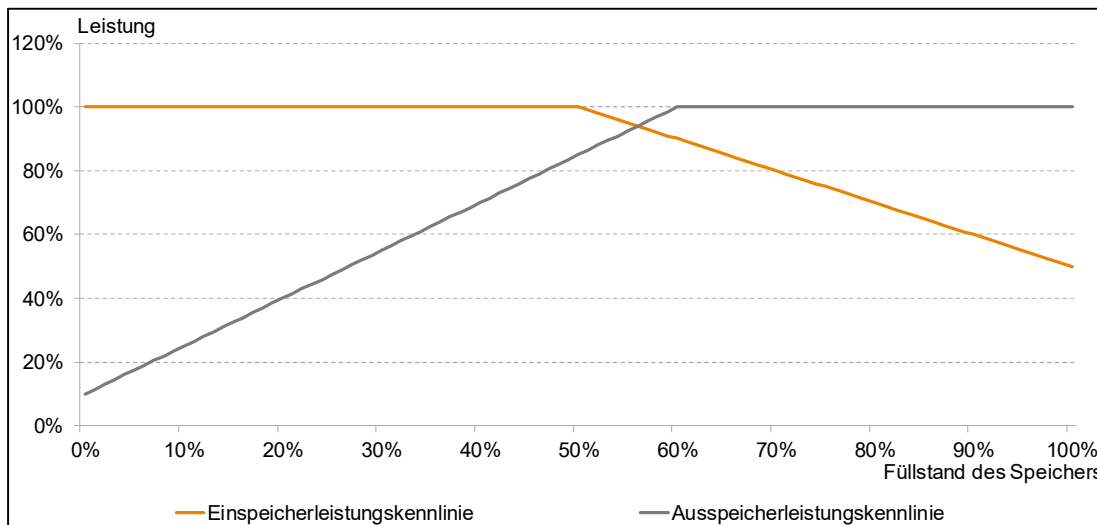


Abbildung 91: Unterstellte Ein- und Auspeicherkennlinie an Speichern<sup>116</sup>

<sup>116</sup> Basis der Auspeicherkennlinie: INES / BMWi / bbh, Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher, S. 136, 2015. Die Einspeicherkennlinie wurde auf Basis von Erfahrungswerten der enervis erstellt und mit INES abgestimmt.

## 8.2 Ergebnisse Regionalisierung und Netzausbau

### 8.2.1 Regionalisierung Strom

In diesem Unterkapitel werden die sich ergebenden regionalen Verteilungen des Strombedarfs sowie der Erzeugungs-, Flexibilitäts- und Back-Up-Kapazitäten erläutert. Die Stromverbräuche auf Endkundenebene wurden auf Kreisebene modelliert und anschließend auf Netzzonenebene aggregiert (Abschnitt 8.2.1.1). Erneuerbare Erzeugungskapazitäten für Wind On- und Offshore wurden anhand der Flächenverfügbarkeiten den Netzzonen zugeordnet. Zusätzlich benötigte Erzeugungsmengen aus Photovoltaik wurden anhand der verfügbaren Dachflächenpotenziale und Freiflächen abzgl. landwirtschaftlich genutzter Flächen auf die Netzzonen verteilt (Abschnitt 8.2.1.2). Daraus ergibt sich eine nach Netzzonen regionalisierte Residuallaststruktur, die durch Back-Up-Kapazitäten sowie Kurz- und Langfristspeicher ergänzt werden, um die stündliche Nachfragestruktur zu decken. Die benötigten Kapazitäten wurden so auf die Netzzonen verteilt, dass sie möglichst stromnetzdienlich wirken. Dazu wurden PtG/PtL-Anlagen sowie Kurzfristspeicherkapazitäten nach der regionalen Verteilung der geringsten Residuallast den Netzzonen zugeordnet (Abschnitt 8.2.1.3 und 8.2.1.4). Entsprechend wurden Back-Up-Kapazitäten anhand der höchsten Residuallasten auf die Netzzonen verteilt (Abschnitt 8.2.1.5). Schließlich wird der sich ergebende benötigte Netzausbau auf Übertragungsnetzebene sowie die zugehörigen volkswirtschaftlichen Kosten abgeschätzt (Abschnitt 8.2.1.6).

#### 8.2.1.1 Endkundenbedarf Strom

Im Rahmen der vorliegenden Studie findet eine regionale Modellierung auf Gemeinde- bzw. Kreisebene statt. Die erlaubt es, regionale Unterschiede des Strombedarfes im Wärmesektor (Abschnitt 5.1), Verkehrssektor (Abschnitt 5.2) und im Stromsektor (Abschnitt 5.4) abzubilden.

Beispielhaft für die verschiedenen Sektoren und Szenarien ist dazu in Abbildung 92 der regionale Anteil strombasierter Systeme (Strom-Wärmepumpen und Direktheizer) im Wärmesektor im Szenario *Maximale Elektrifizierung* im Jahr 2017 und 2050 dargestellt. Während im Jahr 2017 lediglich ca. 7% des Endenergiebedarfes im Wärmemarkt durch stromgeführte Systeme gedeckt werden, ist bis zum Jahr 2050 ein deutlicher Anstieg sichtbar. Nun werden 77% des Endenergiebedarfes durch strombasierte Systeme (inkl. durch Wärmepumpen bereitgestellter Umweltwärme) gedeckt. Der reine Stromanteil liegt bei 44%. Weiterhin ist eine vergleichsweise starke regionale Differenzierung sichtbar. Hier spiegeln sich verschiedene Effekte wider, die im Rahmen der regionalisierten enervis-Modelle berücksichtigt werden. Zum Beispiel spielt der Grad der Industrialisierung einer Region eine große Rolle, da im Industriesegment zu einem erheblichen Anteil Direktheizer zum Einsatz kommen. Diese benötigen im Gegensatz zu Strom-Wärmepumpen ein Vielfaches mehr an Strom, um den gleichen Wärmebedarf zu decken.

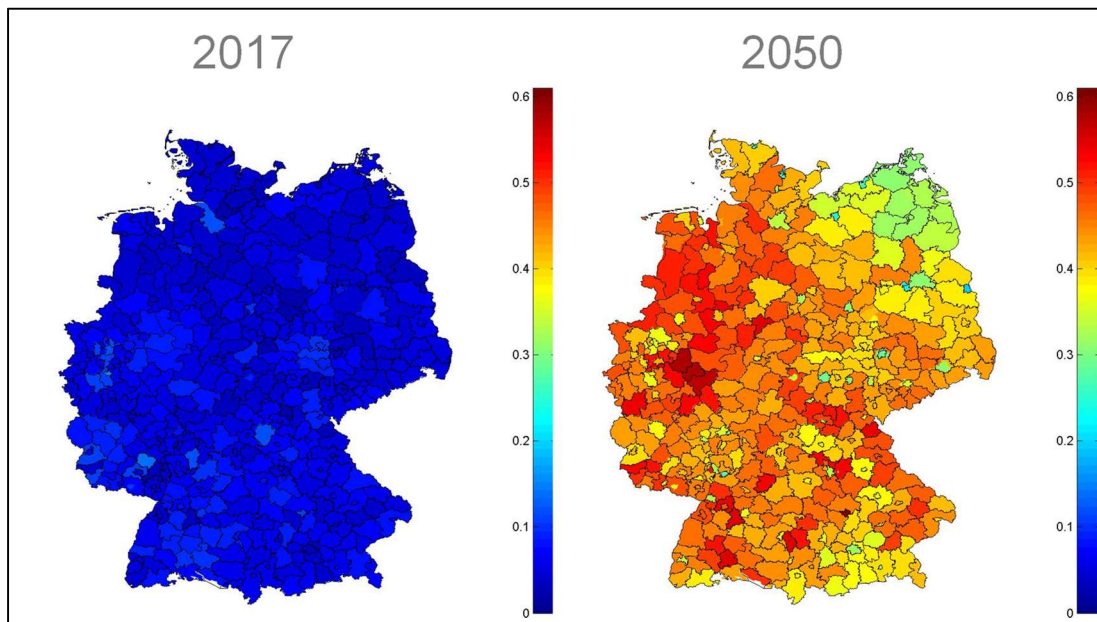


Abbildung 92: Anteil des durch Strom gedeckten Wärmebedarfs im Szenario *Maximale Elektrifizierung*

Weiterhin zeigt sich bei der regionalisierten Betrachtung, dass ein deutschlandweiter Rückgang des Endenergiebedarfes aufgrund des prognostizierten Bevölkerungsrückganges (vgl. Abschnitt 3) teilweise von einer zunehmenden Bevölkerungsverschiebung in die Ballungsräume überlagert wird. Dies hat einen relativ gesehen stärkeren Rückgang des Endenergiebedarfes in ländlichen Regionen und schwächeren Rückgang (oder sogar leichten Anstieg) in städtischen Regionen zur Folge.

### 8.2.1.2 Erneuerbare Stromerzeugung

Die Kapazitäten der Stromerzeugung aus Wind On- und Offshore wurden auf Basis des vorgegebenen Flächenpotenzials in den Zielszenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* bestimmt. In beiden Szenarien wird das Gesamtflächenpotenzial von 200 GW Wind Onshore und 54 GW Wind Offshore benötigt (vgl. Abschnitt 6).

Abbildung 93 zeigt die Aufteilung der installierten Kapazitäten auf die Netzzonen im Jahr 2050. Diese unterscheidet sich nicht zwischen den beiden Zielszenarien. Erkennbar ist, dass mehr als die Hälfte der gesamten Onshore-Kapazitäten an den küstennahen Standorten in den Netzzonen Nord-West (63 GW) und Nord-Ost (43 GW) installiert sind. Auch ein Anteil von 87% der Offshore-Kapazitäten ist in der Nordsee installiert und somit an die Netzzone Nord-West angeschlossen. Dies führt insbesondere dazu, dass der Zubau von Langfrist- und Kurzfristspeichern verstärkt in der Zone Nord-West stattfindet, um den zusätzlichen Übertragungsnetzausbau zu entlasten. Weiterführende Erläuterungen zur Flächenverfügbarkeit finden sich in Abschnitt 6.2.1.2.

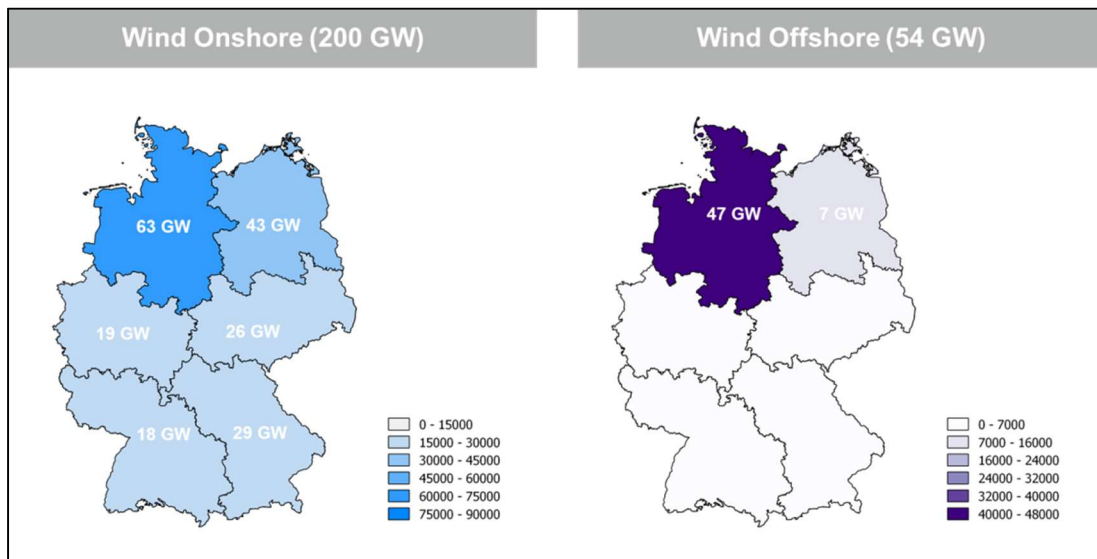


Abbildung 93: Kapazitätsverteilung Wind on- und offshore im Jahr 2050 in beiden Szenarien

Für das Potenzial von Photovoltaik-Aufdachanlagen wurden 100 GW vorgegeben.<sup>117</sup> Zusätzliche erneuerbare Strommengen über das Potenzial von Wind Onshore, Offshore, Photovoltaik und Laufwasser hinaus müssen dann aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen bereitgestellt werden (vgl. Abschnitt 6.2.3). Basierend auf der Stromnachfrage in den Szenarien sowie der integrierbaren Stromerzeugung der fluktuierenden Erzeugung Erneuerbarer Energien ist im Jahr 2050 eine installierte PV-Freiflächenleistung von 710 GW im Szenario *Maximale Elektrifizierung* und 956 GW im Szenario *Optimiertes System* notwendig. Die Verteilung der installierten Leistungen wurde für PV-Aufdachanlagen anhand der regionalen Verteilung von Dachflächen und für PV-Freiflächenanlagen anhand der Landwirtschaftsfläche vorgenommen. Abbildung 94 illustriert die Verteilung der netto installierten PV-Kapazitäten im Jahr 2050 in den beiden Szenarien (Aufdach und Freifläche).

<sup>117</sup> Vgl. BMWi (2015): Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen

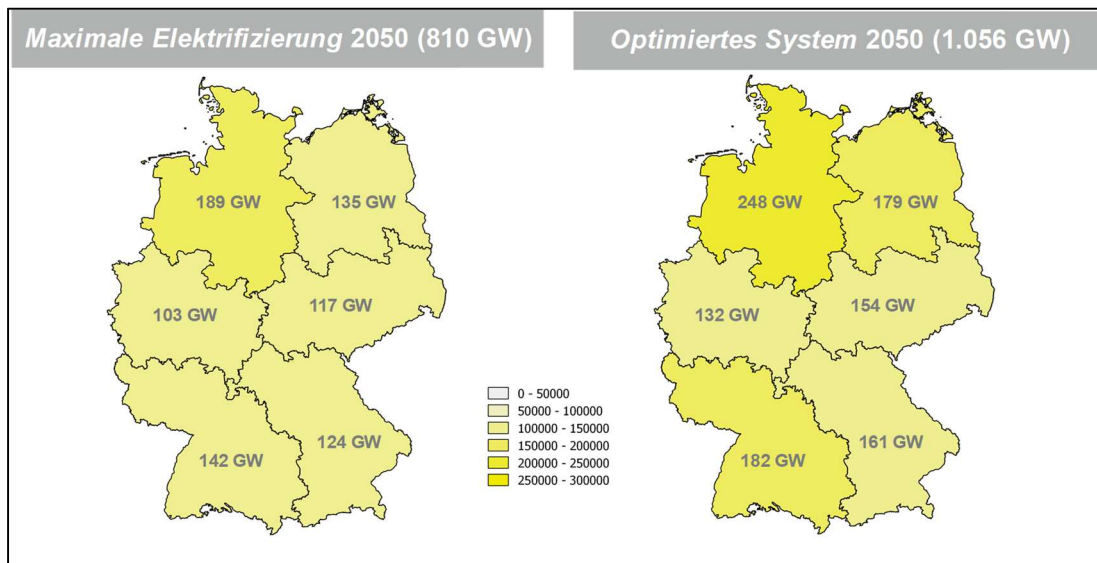


Abbildung 94: Kapazitätsverteilung Photovoltaik im Jahr 2050

### 8.2.1.3 PtG- und PtL-Anlagen

PtG-Anlagen nutzen erneuerbare Stromerzeugung vor allem in Zeiten von Erzeugungsüberschüssen und synthetisieren gasförmige Brennstoffe. Auch PtL-Anlagen können im Rahmen ihres Flexibilitätspotentials die Stromnachfrage in Stunden negativer Residuallast verlagern. Beide Anlagentypen unterstützen die systemdienliche Integration von erneuerbarem Strom in das Energiesystem. Um einen zusätzlichen Ausbaubedarf von Übertragungskapazitäten zwischen den Netzzonen weitgehend zu dämpfen, werden PtG- und PtL-Anlagen in den Szenarien anhand der geringsten Residuallast<sup>118</sup> auf die Netzzonen verteilt. In Stunden, in denen die Einspeisung Erneuerbarer Energien die Stromnachfrage der Netzzone übersteigt, müsste ansonsten ein Lastfluss in die Nachbarzonen erfolgen und/oder Erzeugung abgeregelt werden.

Abbildung 95 stellt die resultierende Verteilung der benötigten Gesamtkapazitäten an PtG-Anlagen in den beiden Szenarien im Jahr 2050 dar. Im Szenario *Optimiertes System* wird eine Gesamtkapazität von 281 GW benötigt, um vor allem in Sommermonaten Überschusserzeugung in die Gasverbrauchsprofile in Wintermonaten zu überführen. Auch im Szenario *Maximale Elektrifizierung* werden 170 GW an PtG-Anlagen benötigt. Da die Gesamtstromnachfrage im Sommer höher ist als im Szenario *Optimiertes System*, können auch mehr Strommengen aus Photovoltaik direkt in die Stromnachfrage überführt werden. Insgesamt werden durch den höheren Grad der Elektrifizierung auch weniger gasförmige Brennstoffe in den Sektoren benötigt.

<sup>118</sup> Residuallast: Stündliche Stromnachfrage abzgl. der Einspeisung Erneuerbarer Energien

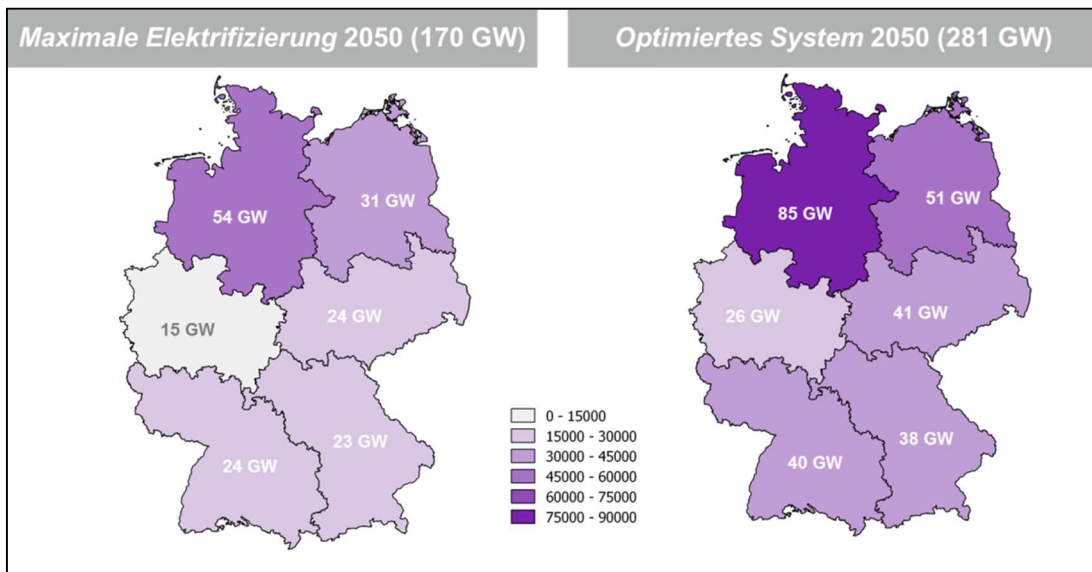


Abbildung 95: Kapazitätsverteilung PtG-Anlagen im Jahr 2050

PtL-Anlagen werden genau wie PtG-Anlagen anhand der Verteilung der niedrigsten Residuallast den Netzzonen zugeordnet. In beiden Szenarien werden in Summe die gleichen Erzeugungsmengen an synthetischen Flüssigbrennstoffen (überwiegend Kerosin) benötigt. Abbildung 96 zeigt die resultierende Verteilung.

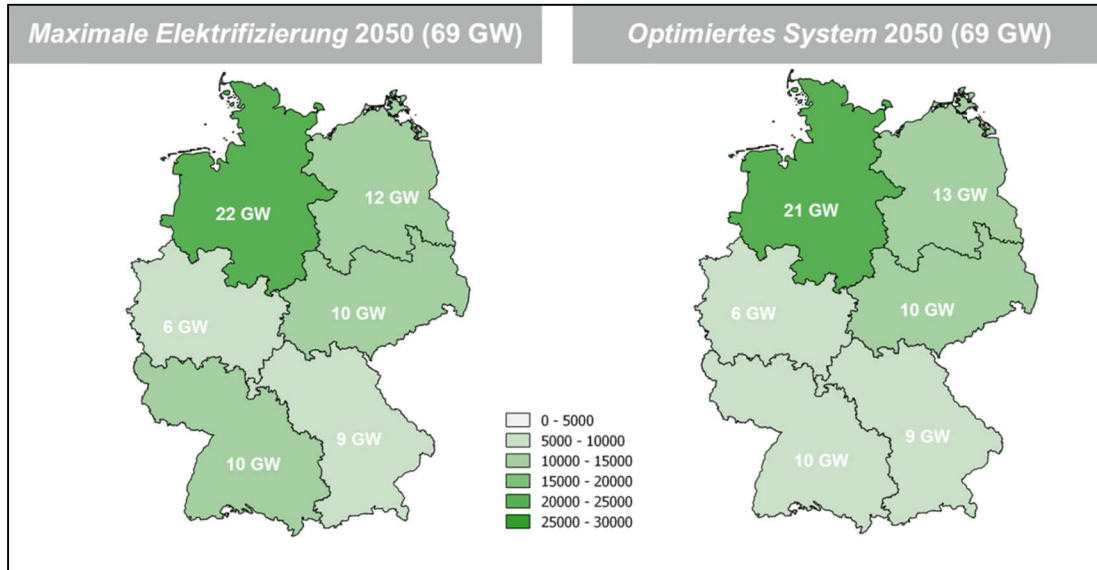


Abbildung 96: Kapazitätsverteilung PtL-Anlagen im Jahr 2050

#### 8.2.1.4 Kurzfristspeicher

Kurzfristspeicher dienen zum Ausgleich von Stromerzeugungs- und Nachfragestrukturen auf Stunden- und Tagesbasis. Die benötigten Gesamtkapazitäten unterscheiden sich deutlich in den beiden Szenarien. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* werden 260 GW und im Sze-

nario *Optimiertes System* 110 GW an Kurzfristspeichern installiert. Dies liegt an einer deutlich volatileren Residuallast im Szenario *Maximale Elektrifizierung*. Vor allem in Wintermonaten steigt der Bedarf an kurzfristigen Speicherkapazitäten durch die hohe temperaturabhängige Stromnachfrage (vgl. Abschnitt 5.1) aufgrund des in diesem Szenario verstärkten Einsatzes elektrischer Heizsysteme.

Abbildung 97 zeigt die Kapazitätsverteilung der Kurzfristspeicher in den beiden Szenarien. Die Netzzonenaufteilung erfolgt analog der Aufteilung von Langfristspeicherkapazitäten.

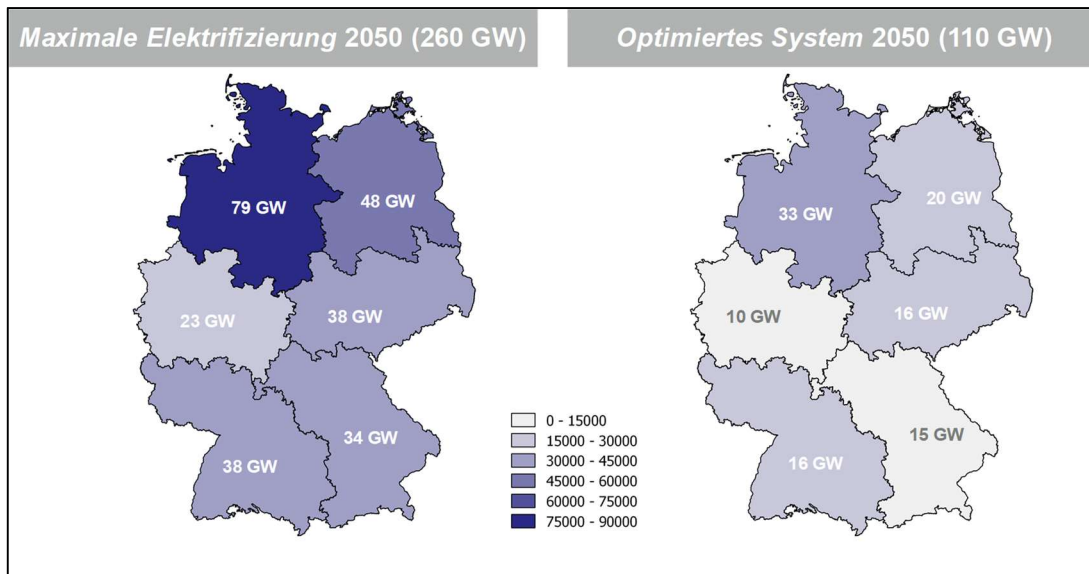


Abbildung 97: Kapazitätsverteilung Kurzfristspeicher im Jahr 2050

### 8.2.1.5 Back-Up-Kapazitäten

Zur Deckung der Stromnachfrage in Zeiten niedrigen Angebots Erneuerbarer Energien und bereits ausgenutzter Stromspeicherpotenziale werden zusätzliche Kraftwerkskapazitäten benötigt. Die Höhe der zusätzlich installierten Kapazitäten zur Besicherung des Systems bemisst sich an der Residuallastspitze des jeweiligen Szenarios. Diese tritt in beiden Szenarien im Rahmen des zur Modellierung verwendeten Wetterjahres Ende Januar in der Nacht eines Kalttages mit niedriger Einspeisung aus Windenergie (vgl. Abschnitt 3 zur Wahl des Wetterjahres) auf. In beiden Szenarien sind rund 18 GW an Gas-KWK-Anlagen installiert. Der aufgezeigte Bedarf an Back-Up-Kapazitäten wird durch zusätzliche Kondensationskraftwerke bereitgestellt.

Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* werden insgesamt Back-Up-Kapazitäten von 113 GW benötigt. Abbildung 98 zeigt die regionale Verteilung der Back-Up-Kraftwerke. Deutlich wird, dass die benötigten Kraftwerkskapazitäten vor allem in den Netzzonen West und Süd-West liegen. Dies sind die Netzzonen mit der höchsten Gesamtstromnachfrage und entsprechenden hohen Residuallasten in Zeiten niedrigen Angebotes Erneuerbarer Energien.

Der zusätzliche Kraftwerksbedarf im Szenario *Optimiertes System* liegt rund 60 GW unter dem des Szenarios *Maximale Elektrifizierung*. Dies liegt an einer deutlich geringeren Durchdringung von Wärmepumpen und Direktheizern im Wärmemarkt. Trotz des höheren Gesamtstrombedarfs (bezogen auf die Jahresmenge) im Szenario *Optimiertes System* fällt die maximale Residuallast in den Netzzonen deutlich niedriger aus. Der Strombedarf durch PtL- und PtG-Anlagen fällt im Gegensatz zu Wärmepumpen und Direktheizern insbesondere in



Zeiten negativer Residuallast an und trägt nicht zur Erhöhung der Residuallastspitze bei. Insgesamt muss auch in deutlich weniger Stunden die Residuallast aus Back-Up-Kraftwerken gedeckt werden.

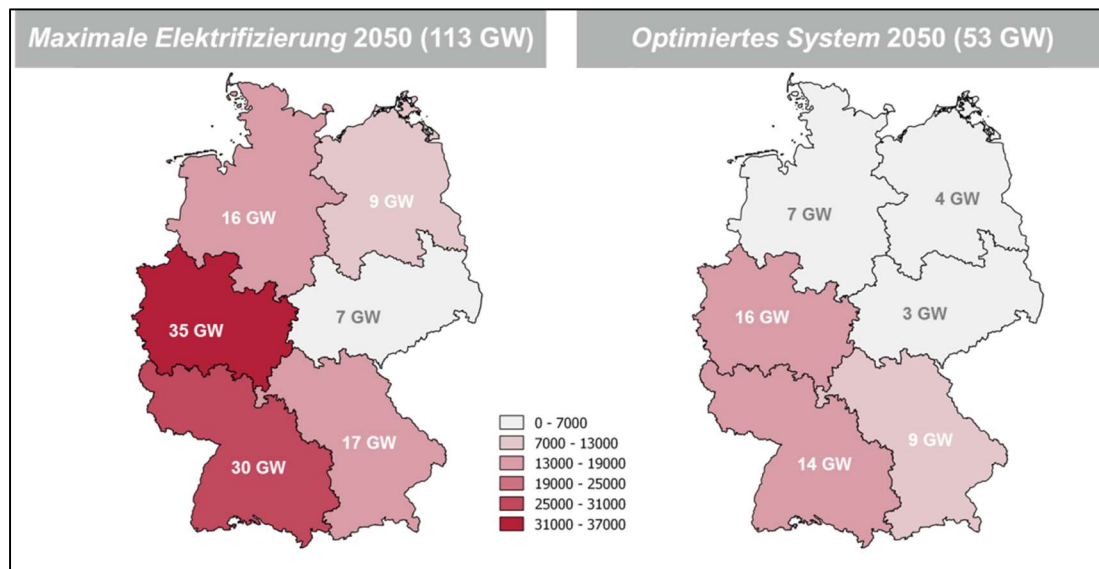


Abbildung 98: Kapazitätsverteilung Back-Up-Kraftwerke in den Szenarien

### 8.2.1.6 Benötigter Netzausbau auf Übertragungsnetzebene und Kostenabschätzung

Die Szenarien *Maximale Elektrifizierung* (1.991 TWh) und *Optimiertes System* (2.136 TWh) weisen beide im Vergleich zum Status Quo einen annähernd viermal so hohen nationalen Stromverbrauch auf. Vor diesem Hintergrund wird bereits ersichtlich, dass in beiden Szenarien zur Erreichung der Klimaziele ein erheblicher Ausbau des Stromnetzes sowohl auf der Übertragungsnetzebene (ÜNB – Ebene) als auch der Verteilungsnetzebene (VNB – Ebene) nötig sein wird.

Diese Studie beschränkt sich auf eine Abschätzung des benötigten Netzausbaus auf ÜNB-Ebene im Rahmen der in Abschnitt 8.1.1 beschriebenen zonalen Regionalisierung des Strommarktes. Dazu wird im Rahmen der Strommarktmodellierung eine zonale Bilanz der Stromflüsse aus Stromverbrauch (Endkundenbedarf, PtG/PtL-Anlagen und Kurzfristspeicher) und Stromerzeugung (Erneuerbare, Kurzfristspeicher und Back-Up-Kapazitäten) erstellt und mit den Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen im Status Quo verglichen

Für die Ermittlung des zusätzlichen Netzausbaus wurden Redispatchmengen bis auf 1% der Jahresstrommengen zugelassen. Dies dämpft den Stromnetzausbau deutlich. Dafür wurden anfallende Redispatchkosten in den jeweiligen Szenarien gegengerechnet.

In Abbildung 99 ist die sich ergebende zusätzlich benötigte Übertragungsleistung zwischen den Zonen in den Szenarien dargestellt (rote Kästen). Zusätzlich ist die aktuell installierte Übertragungsleistung in orange gezeigt (vgl. Abbildung 88, zzgl. bereits beschlossener Ausbaumaßnahmen). Diese beträgt 103 GW.

Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* kommt es durch einen deutlich volatileren Verlauf der Residuallast trotz hoher installierter Leistungen an Kurz- und Langfristspeichern zum stärks-

ten Bedarf an Netzausbau. Insgesamt werden gegenüber dem Startnetz 186 GW an zusätzlicher kumulierte Übertragungsleistung zwischen den Zonen benötigt. Dies entspricht einem Anstieg um 177%.

Im Szenario *Optimiertes System* hingegen werden Überschussstrommengen in den Zonen regional in das Gassystem überführt. Weiterhin weist vor allem der Wärmemarkt durch die Weiternutzung des Gasnetzes zur Belieferung von Endkunden besonders an Kalttagen geringere Stromverbrauchsspitzen auf, als im Szenario *Maximale Elektrifizierung*. Dadurch kommt es im Vergleich zum Szenario *Maximale Elektrifizierung* zu einem geringeren kumulierten Ausbau an Übertragungsleistung in Höhe von 68 GW. Im Vergleich zum Startnetz entspricht dies dennoch einem beträchtlichen Anstieg um 66%.

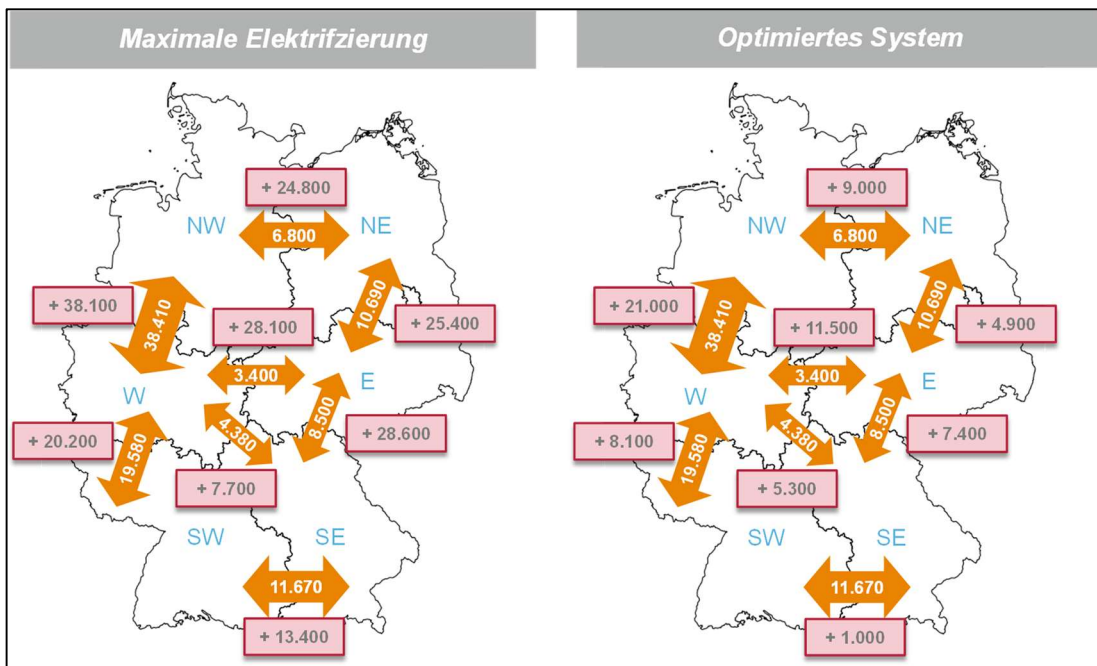


Abbildung 99: Zusätzlic benötigte Übertragungsleistung [in MW] in den Dekarbonisierungsszenarien

Hinsichtlich der Kosten der Freileitungen wurden für das Höchstspannungsnetz 1.719 €/ (MW\*km) angenommen<sup>119</sup>. Inkludiert ist eine unterstellte 25%ige Erdverkabelung, die mit dem 2,5-fachen Kostensatz veranschlagt wurde<sup>120</sup>. Die zur Abschätzung angewandten interzonalen Abstände finden sich in Tabelle 17. Für Höchstspannungsanlagen beim Zonenübergang wurden jeweils Fixkosten in Höhe von 7,5 Mio. € und variable Investitionskosten in Höhe von 833 € pro MW angenommen<sup>121</sup>. Für Freileitungen wurde eine Abschreibungsdauer von 40 Jahren und für Höchstspannungsanlagen von 25 Jahren angesetzt. Es wird der künftig gültige Zinssatz zur Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 6,91% angesetzt. Fixe Betriebskosten werden mit 1% der Investitionskosten berücksichtigt.

<sup>119</sup> Hierbei wurde die Kostenschätzung des Netzentwicklungsplans von 1.500.000 €/km für eine Kapazität von 1.200 MW zu Grunde gelegt, vgl. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 2. Entwurf - Hintergrundmaterial Kostenschätzungen sowie BMWi, Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen., S.35, Juli 2014

<sup>120</sup> Energie & Management, Erdkabel oder Freileitung: Die Antwort gibt es nicht, 17.08.2015

<sup>121</sup> Aufwand für Schaltfelder und Kompensationsanlagen, vgl. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 2. Entwurf - Hintergrundmaterial Kostenschätzungen

Die sich ergebenden Gesamtsystemkosten für den Netzausbau Strom in den beiden Szenarien sind in Tabelle 19 gegeben. Die in der Tabelle gegebenen Werte entsprechen den kumulierten anfallenden zusätzlichen Kosten gegenüber dem Status Quo. Dabei kommt es in beiden Szenarien zu erheblichen Kosten in Höhe von ca. 127 Mrd. € (*Optimiertes System*) bzw. 285 Mrd. € (*Maximale Elektrifizierung*). Es ist in dieser Hinsicht aber ein erheblicher Vorteil für das Szenario *Optimiertes System* festzustellen, das aufgrund des geringeren Netzausbaubedarfes etwas weniger als halb so hohe Kosten wie das Szenario *Maximale Elektrifizierung* aufweist.

Gesamtzusatzkosten Stromnetz 2017 – 2050 [Mio. €]	<i>Maximale Elektrifizierung</i>	<i>Optimiertes System</i>	Kostendifferenz (Optimiertes System – Maximale Elektrifizierung)
Zusätzliche zonale Übertragungskapazität [MW]	186.300	68.200	-118.100
Zusätzlicher Netzausbau [km]	40.300	15.500	-24.800
Zusatzkosten Netz [Mio. €] (Anlagen + Freileitung)	262.632	100.929	<b>-161.703</b>
Kosten Redispatch [Mio. €]	22.077	25.753	<b>3.676</b>
<b>Gesamtkosten [Mio. €]</b>	<b>284.710</b>	<b>126.683</b>	<b>-158.027</b>

Tabelle 19: Kumulierte anfallende zusätzliche Systemkosten Netzausbau Strom im Zeitraum 2017 – 2050

## 8.2.2 Regionalisierung Gas

### 8.2.2.1 Endkundenbedarf Gas

Ebenso wie bei der Regionalisierung des Strombedarfes im vorherigen Abschnitt werden im Rahmen der Modellierung regionale Unterschiede des Gasbedarfes im Wärmesektor (Abschnitt 5.1), Verkehrssektor (Abschnitt 5.2) und im FeedStock (Abschnitt 5.3) abgebildet.

Beispielhaft ist dazu in Abbildung 100 der regionalisierte Bedarf des FeedStock dargestellt. Die Verteilung der nationalen FeedStock-Menge auf Bundesländer erfolgte anhand historischer FeedStock-Mengen der Bundesländer<sup>122</sup>. Für die weitere Regionalisierung auf Kreisebene wurde mit Hilfe von Geodaten die Anzahl von Anlagen der chemischen Grundstoffindustrie je Kreis ermittelt und die FeedStock-Mengen proportional dazu verteilt<sup>123</sup>. Die resultierende historische Verteilung wurde für den gesamten Betrachtungszeitraum angesetzt, da keine große Verschiebung von Standorten der chemischen Industrie zu erwarten ist. Die Regionalisierung des FeedStocks zeigt eine starke räumliche Konzentration auf Standorte der chemischen Industrie in Westdeutschland.

<sup>122</sup> AG Energiebilanzen, Länderbilanzen 2008 - 2012

<sup>123</sup> European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR), Member States reporting under Article 7 of Regulation (EC) No 166/2006

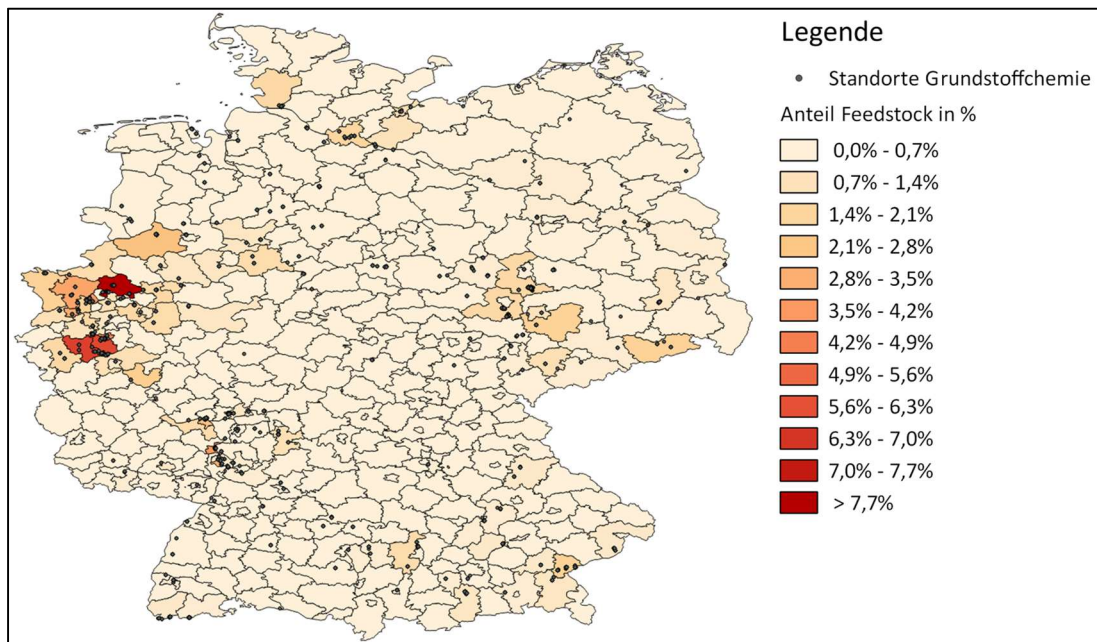


Abbildung 100: Regionalisierung des FeedStocks an Hand der Standorte der Grundstoffchemie

### 8.2.2.2 Regionalisierte Gasbilanz

Aus der regionalen Auflösung des Aufkommens und der Verwendung von Gas lässt sich eine regionalisierte Gasbilanz für die Zonen NCG-H, NCG-L, GPL-H und GPL-L erstellen.

Auf der Verwendungsseite steht dabei der regionalisierte Endkundenbedarf sowie der Gasbedarf der Back-Up-Kapazitäten zur Stromerzeugung (vgl. Abschnitt 8.2.1.5).

Auf der Aufkommensseite stehen die regionalisierte Erzeugung von synthetischem Gas mittels PtG (vgl. Abschnitt 8.2.1.3 für die regionale Verteilung der Kapazitäten) sowie die in das Gasnetz eingespeisten Biomethanmengen (vgl. Abschnitt 6.2.4 für die zonale Verteilung des Erzeugungspotentials von Biomethan).

Es ist hervorzuheben, dass sich die Gasbilanz der Strombilanz in dem Sinne unterordnet, als dass die zonale Verteilung sowohl der Back-Up-Kapazitäten (Verwendung von Gas) als auch der PtG-Anlagen (Erzeugung von Gas) darauf ausgerichtet ist, den interzonalen Netzausbau des Stromnetzes möglichst zu optimieren. Dementsprechend stellt das Gasnetz Transportkapazitäten zur Verfügung, um den Ausbau des Stromnetzes in den beiden Szenarien zu minimieren. Effekte auf die Gasinfrastruktur werden also nachrangig beachtet.

In Abbildung 101 sind Gasaufkommen (unterschieden nach Biomethan und synthetischem Gas) sowie Gasverwendung im Szenario *Maximale Elektrifizierung* im Jahr 2050 auf zonaler Basis dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass in Norddeutschland (GPL-L und GPL-H) ein bilanzieller Gasüberschuss und in Süddeutschland (NCG-L und NCG-H) ein bilanzieller Gas-mangel besteht. Dementsprechend ergibt sich ein Netto-Gastransport in Höhe von ca. 240 TWh<sup>124</sup> pro Jahr in Nord-Süd Richtung.

<sup>124</sup> Alle Angaben in diesem Abschnitt sind auf den Brennwert bezogen.

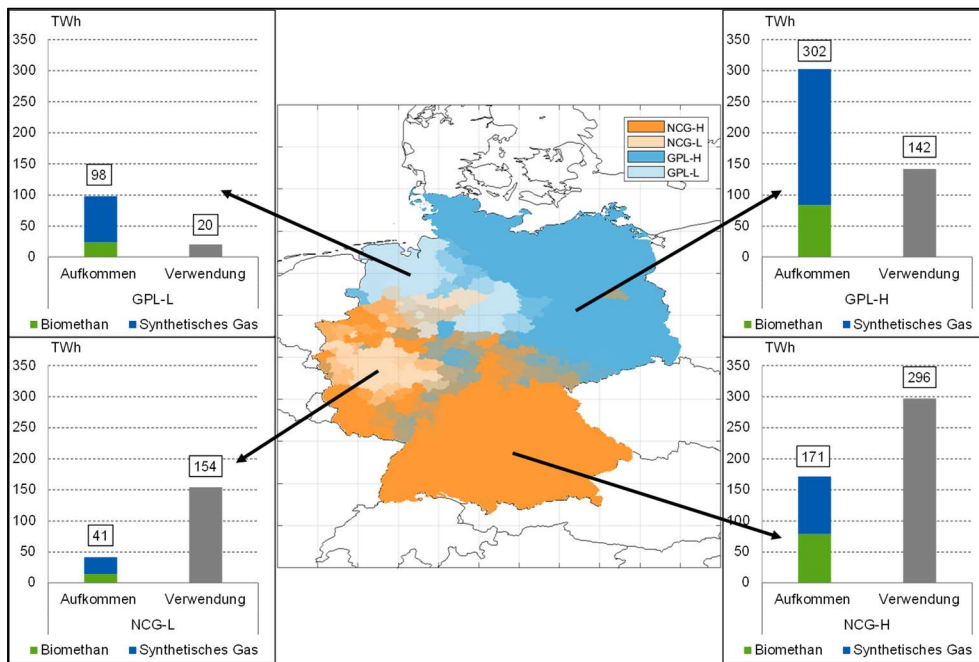


Abbildung 101: Aufkommen und Verwendung von EE-Gasen je Region im Szenario *Maximale Elektrifizierung*

Die entsprechenden Ergebnisse für das Szenario *Optimiertes System* sind in Abbildung 102 gezeigt. Aufgrund des verstärkten Einsatzes synthetischer Gase spielen diese im Vergleich zu Biomethan eine größere Rolle als im Szenario *Maximale Elektrifizierung*. Dennoch ist auch hier ein Nord-Süd-Gefälle zu beobachten, das in einem Netto-Gastransport von Nord nach Süd in Höhe von ca. 350 TWh pro Jahr resultiert.

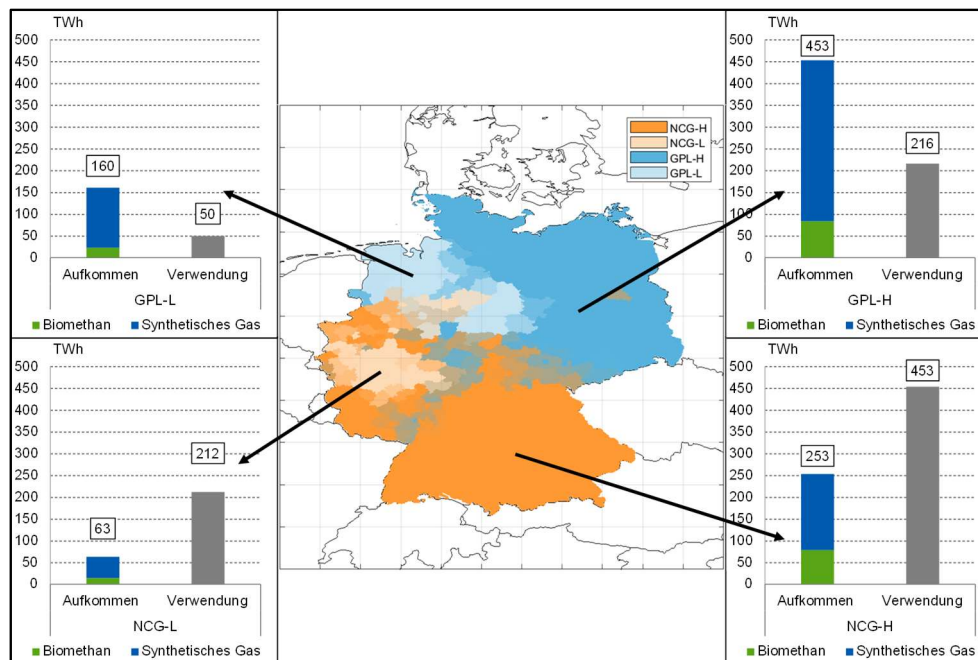


Abbildung 102: Aufkommen und Verwendung EE-Gasen je Region im Szenario *Optimiertes System*

### 8.2.2.3 Benötigter Ausbaubedarf und Kostenabschätzung

Zur Bestimmung der notwendigen Austauschkapazitäten zwischen den Regionen je Szenario, müssen einerseits die Struktur der Gasproduktion, die Struktur der Gasverwendung sowie die in der jeweiligen Region vorhandenen Gasspeicher berücksichtigt werden. Dies geschieht im Rahmen eines vereinfachten Zonenmodells, basierend auf der in Abschnitt 8.1.2 beschriebenen Regionalisierung der Gasinfrastruktur, d.h. interzonaler Transportkapazitäten, Gasspeichervolumen und Gasspeicherkennlinien. Unter Berücksichtigung des regionalisierten, täglichen Gasbedarfs und Gasaufkommens wird der optimale (d.h. aus Systemkostensicht günstigste) Ausbau der Gasinfrastruktur bestimmt, um Gasangebot und Gasnachfrage in Einklang zu bringen. Als wesentliche Alternativen – sofern die im Status Quo vorhandene Gasinfrastruktur unzureichend ist – stehen der Ausbau des Fernleitungsnetzes bzw. die Schaffung zusätzlicher Gasspeicherkapazitäten zur Verfügung. Dazu werden Investitionskosten in den Ausbau des Fernleitungsnetzes in Höhe von ca. 120 T€/((GWh/h))<sup>125</sup> pro Kilometer Netz und Investitionskosten in Höhe von 70 €/MWh – 80 €/MWh je AGV neu geschaffener Gasspeicherkapazität unterstellt<sup>126</sup>. Netze werden auf 40 Jahre abgeschrieben, es wird der künftig gültige Zinssatz zur Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 6,91% angesetzt. Gasspeicher werden auf 33 Jahre abgeschrieben, es wird ein Zinssatz von 3% angenommen. Fixe Betriebskosten werden mit 1% der Investitionskosten angesetzt.

In Abbildung 103 ist der nötige Ausbau des Gasnetzes bis 2050 in den beiden Szenarien dargestellt. Beide Szenarien weisen eine deutliche Überproduktion Erneuerbarer Gase in den nördlichen Regionen GPL-H und GPL-L aus. Die Regionen NCG-L und NCG-H sind im Gegensatz dazu unterspeist. Aufgrund dieses Nord-Süd-Gefälles, sowie des im Rahmen dieser Studie angenommen Wegfalls sämtlicher Importkapazitäten, muss das Gasnetz in beiden Szenarien ausgebaut werden.

Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* sind trotz der Vermeidung des Einsatzes von gasbasierten Endkundenanwendungen im Wärmemarkt zusätzliche Kapazitäten in Höhe von etwa 24 GWh/h bis 2050 nötig. Dabei müssen insbesondere die BackUp-Kraftwerkskapazitäten im Süden und Westen Deutschlands versorgt werden.

Das Szenario *Optimiertes System* weist erwartungsgemäß einen nochmals höheren Kapazitätzubau in Höhe von ca. 39 GWh/h aus. Neben den im Süden und Westen Deutschlands vorhandenen Back-Up-Kapazitäten muss in diesem Szenario ein großer Teil des Wärmemarktes mit in Norddeutschland erzeugtem synthetischem Gas versorgt werden.

---

<sup>125</sup> Quelle: enervis; vgl. u.a. FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 zzgl. Anhang „Ausbaumaßnahmen (2016 – NEP Bestätigt).“

<sup>126</sup> Quelle: enervis. vgl. u.a. WIK, „Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher“, 2008

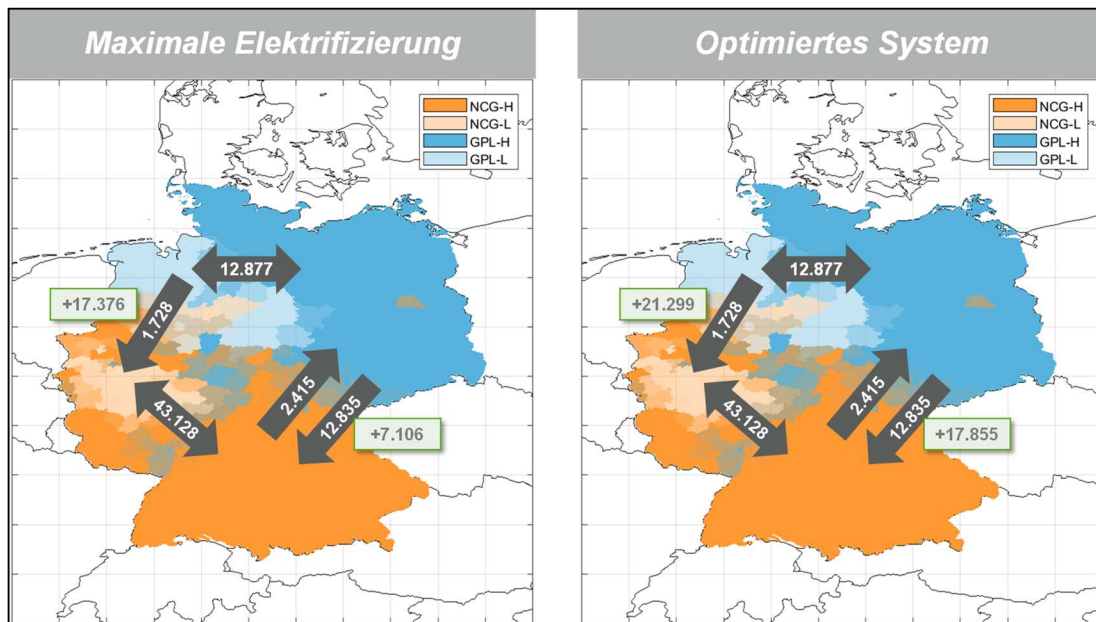


Abbildung 103: Ergebnisse des Gasnetzausbaus in MW Netzkapazität für das Zielsystem 2050

In Abbildung 104 ist der sich ergebende Ausbau an Gasspeicherkapazitäten in den Szenarien dargestellt. In beiden Szenarien zeigt sich, dass zusätzliche Speicherkapazitäten in der Region NCG-L notwendig sind. In dieser Region sind heute die geringsten Speicherkapazitäten verfügbar. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* sind dies 0,4 TWh AGV. Dieser im Vergleich zum bereits heute installierten AGV von ca. 260 TWh geringe Wert lässt die Schlussfolgerung zu, dass die heutigen Gasspeicherkapazitäten in diesem Szenario einerseits ausreichend sind, andererseits aber auch nötig sind, um einen weiteren Ausbau des Gasnetzes zu vermeiden. Im Szenario *Optimiertes System* sind geringfügig höhere Speicherkapazitäten von ca. 8 TWh AGV in der Region NCG-L nötig. Hier ist der Ausbau von Speicherkapazitäten einem weiteren Netzausbau vorzuziehen, da Speicher Austauschleistungen in den Regionen vermeiden können und Spitzenleistungen kosteneffizienter bereitstellen. Dennoch entspricht dieser Ausbau im Szenario *Optimiertes System* nur ca. 3% des derzeit installierten AGVs. Auch in diesem Fall lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass die derzeit vorhandenen Speicherkapazitäten nahezu ausreichend und nötig sind. In beiden Szenarien bilden die heutigen Gasspeicher den Bedarf also fast vollständig ab.

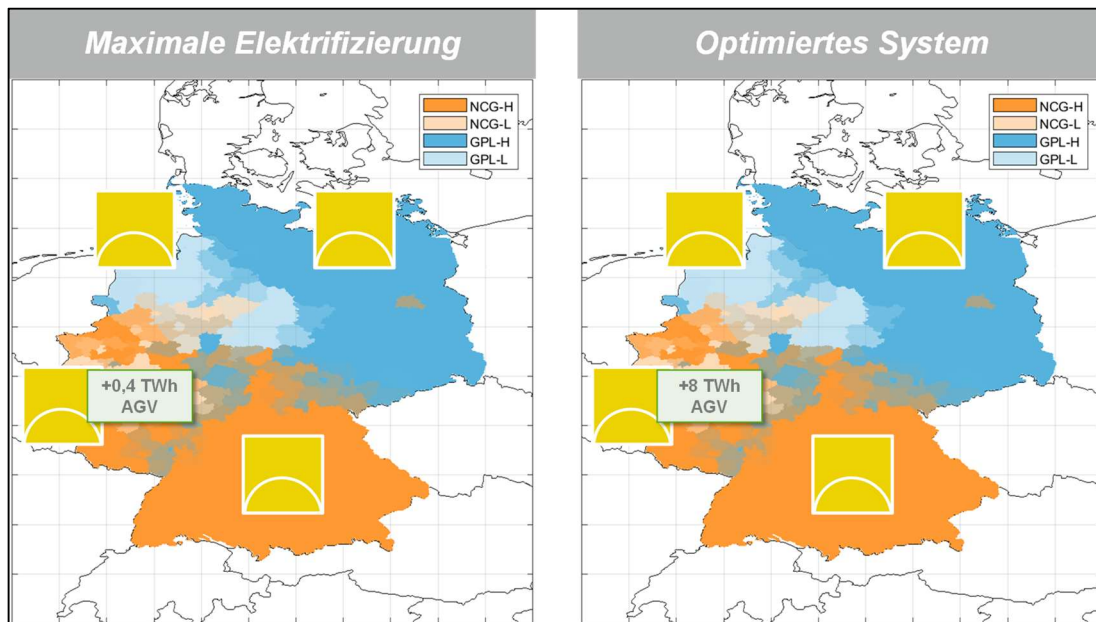


Abbildung 104: Ergebnisse des Speicherausbau in TWh AGV für das Zielsystem 2050

In Tabelle 20 sind die sich im Zeitraum 2017 – 2050 ergebenden zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten für den notwendigen Gasnetz- und Speicherausbau dargestellt. Aufgrund des im Szenario *Maximale Elektrifizierung* geringeren Ausbaus ergibt sich hier ein Kostenvorteil in Höhe von ca. 2,7 Mrd. €. Dennoch sind diese Kosten im Vergleich zu den Zusatzkosten für den Ausbau des Stromnetzes in diesem Szenario in Höhe von ca. 158 Mrd. € zu vernachlässigen.

Gesamtzusatzkosten Gasinfrastruktur 2017 – 2050 [Mio. €]	<i>Maximale Elektrifizierung</i>	<i>Optimiertes System</i>	Differenz (Optimiertes System – Maximale Elektrifizierung)
Zusätzliche zonale Übertragungskapazität [MWh/h]	24.482	39.153	14.671
Zusatzkosten Gasnetz [Mio. €]	2.112	3.792	<b>1.680</b>
Ausbau AGV Gasspeicher [TWh]	0,4	7,7	7,3
Zusatzkosten Ausbau Gasspeicher [Mio. €]	59	1.086	<b>1.027</b>
<b>Gesamtkosten [Mio. €]</b>	<b>2.171</b>	<b>4.878</b>	<b>2.707</b>

Tabelle 20: Kumulierte anfallende Systemkosten Netz- und Speicherausbau Gas im Betrachtungszeitraum.



## 9 Kostenvergleich der Szenarien

### 9.1 Grundsätzliche Anmerkungen zum Kostenvergleich der Szenarien

Zur Erreichung des Ziels einer vollständigen Treibhausgasneutralität des deutschen Energiesystems im Jahr 2050 sind hohe Investitionsanstrengungen in den kommenden Jahrzehnten notwendig. Die beiden betrachteten Zielszenarien weisen durch den gewählten Pfad zur Umsetzung der Dekarbonisierung in den einzelnen Sektoren unterschiedliche Zusatzkosten auf.

Im Rahmen der Modellierung wurden die volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems 2050 der beiden Szenarien ermittelt. Hierfür wurden die kumulierten volkswirtschaftlichen Kosten der Pfade der Zielerreichung in den Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* im Zeitraum 2017 – 2050 berücksichtigt. Sämtliche Kosten werden in Realpreisen 2017 erfasst. Kosten, angenommene Abschreibungsdauern und unterstellte Zinssätze wurden bereits in den einzelnen vorangegangenen Abschnitten aufgeführt. Es ist zu beachten, dass stets absolute Kosten der betrachteten Technologien bzw. Brennstoffe ausgewiesen wurden. Fokus lag dabei stets auf Kostenbestandteilen, in denen sich die Szenarien unterscheiden. Kostenblöcke, in denen sich die Szenarien nicht unterscheiden wurden zum großen Teil nicht berücksichtigt. Dies sind z.B. Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung im Wärmesegment, Investitionskosten im FeedStock zur Umstellung von der Verwendung von Erdöl auf Erneuerbares Gas oder Kosten zum Ausbau der Biogaserzeugungskapazitäten. Hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten wurden ausschließlich Kosten berücksichtigt, die aufgrund von im Zeitraum 2017 – 2050 neu installierter Anlagen oder Technologien anfallen. Der Status Quo findet in dieser Hinsicht keine Berücksichtigung. Brennstoffkosten werden inklusive des Status Quo betrachtet.

Zusammenfassend wurden die folgenden Kostenbestandteile in den Jahren 2017 – 2050 betrachtet:

#### Wärmemarkt:

- Investitionskosten in Wärmeerzeugungstechnologien
- Betriebskosten der im jeweiligen Jahr in Betrieb befindlichen Anlagen
- Brennstoffkosten, ausschließlich Erneuerbares Gas, Strom und Fernwärme

#### Verkehrssektor:

- Investitionskosten in den Fahrzeugpark des Individualverkehrs
- Betriebskosten der im jeweiligen Jahr in Betrieb befindlichen Fahrzeuge
- Brennstoffkosten, ausschließlich Erneuerbares Gas/Liquids und Strom

#### FeedStock:

- Brennstoffkosten, ausschließlich Erneuerbares Gas

#### Erneuerbare Energien:

- Investitionskosten in den Anlagenpark regenerativer Energien (Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik)
- Betriebskosten der in Betrieb befindlichen, neu errichteten Anlagen

#### Strommarkt

- Investitionskosten in den Anlagenpark (GuD, Gasturbinen, Batteriespeicher)
- Betriebskosten der in Betrieb befindlichen, neu errichteten Anlagen
- Brennstoffkosten, ausschließlich Erneuerbares Gas und Strom, inkl. CO<sub>2</sub>-Zertifikate

## Sektorenkopplungstechnologien

- Investitionskosten in den Anlagenpark (Power-to-Gas, Power-to-Liquid)
- Betriebskosten der in Betrieb befindlichen, neu errichteten Anlagen
- Kosten zur Bereitstellung von CO<sub>2</sub> für PtG

## Netze und Langfristspeicher

- Investitionskosten in das Strom- und Gasnetz auf Transportebene (Übertragungs- bzw. Fernleitungsebene)
- Betriebskosten der neu errichteten Transportnetze
- Investitionskosten in Gasspeicher
- Betriebskosten der neu errichteten Gasspeicher

## 9.2 Betrachtung der einzelnen Segmente

### 9.2.1 Wärmesektor

Der Wärmesektor wurde im Abschnitt 5.1 detailliert betrachtet. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* müssen in Summe 1.832 Mrd. € an Investitionen und Betriebskosten für neue Technologien aufgewendet werden, um den Wärmemarkt zu elektrifizieren. Im Szenario *Optimiertes System* kann auf eine durchgängige Elektrifizierung des Wärmemarktes verzichtet werden. Dies spart etwa 69 Mrd. € Investitions- und Betriebskosten, da auf günstigere Technologien, wie z.B. Gasbrennwertthermen, zurückgegriffen werden kann.

Da die vollständige Erreichung einer Treibhausgasneutralität erst im Jahr 2050 gelingt, werden im Zeitverlauf bis 2050 weiterhin fossile Brennstoffe verwendet. Die Nutzung fossiler Brennstoffe ist in beiden Szenarien weitestgehend identisch. Weiterhin kommt es im Szenario *Optimiertes System* zu einem leicht erhöhten Einsatz von Biomasse (Holz/Pellets). Dies führt zu brennstoffbezogenen Mehrkosten für das Szenario *Optimiertes System* in Höhe von ca. 9 Mrd. €.

In Summe ergibt sich ein Kostenvorteil von ca. 60 Mrd. € für das Szenario *Optimiertes System*.

### 9.2.2 Verkehrssektor

Der Verkehrssektor ist von vergleichsweise schnellen Investitionszyklen geprägt. Es wurde der gesamte Verkehrssektor berücksichtigt. Eine explizite Modellierung erfolgte für den Individualverkehr. Daher können Investitionskosten nur für diesen Bereich des Verkehrssektors beziffert werden (vgl. Abschnitt 5.2.3).

Der Technologiepfad ist in den Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* identisch (vgl. Abschnitt 5.2.2). Zwischen den Szenarien ergeben sich daher keine Unterschiede hinsichtlich der Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten.

Die absoluten Investitions- und Betriebskosten des Individualverkehrs belaufen sich in beiden Szenarien auf 6.326 Mrd. €. Im gesamten Verkehrssektor werden, bis zur Erreichung der vollständigen Treibhausgasneutralität in 2050, weiterhin fossile Brennstoffe benötigt. Die Kosten hierfür belaufen sich auf 242 Mrd. €.

### 9.2.3 FeedStock

Der FeedStock wird ebenfalls bis 2050 dekarbonisiert. Die notwendigen Investitionen in die Umstellung von mineralölbasierten auf gasbasierte Technologien wurden im Rahmen der Studie nicht betrachtet. Es wurde die notwendige Menge Erneuerbarer Gase zur Versorgung des FeedStock bestimmt. Dabei kommt es zu keinen Unterschieden zwischen den Szenarien. Die Kosten der Verwendung fossiler Brennstoffe (Öl und Erdgas) bis 2050 betragen ca. 329 Mrd. €.

### 9.2.4 Erneuerbare Energien

Der Ausbau Erneuerbarer Energien erfolgt in den Bereichen Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik. Die Szenarien *Maximale Elektrifizierung* und *Optimiertes System* unterscheiden sich in den im Jahr 2050 installierten Kapazitäten. Weiterhin gibt es auch Unterschiede im Entwicklungspfad bis 2050. Dies verursacht ebenfalls Unterschiede in den Investitionskosten der Szenarien (vgl. Abschnitt 6.3).

Die Gesamtinvestitions- und Betriebskosten der Erneuerbaren Energien belaufen sich im Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf 1.660 Mrd. € bis 2050. Das Szenario *Optimiertes System* weist durch den höheren Strombedarf, der durch den höheren Bedarf an Erneuerbaren Gasen verursacht wird, höhere Investitions- und Betriebskosten von 1.841 Mrd. € auf. Dies führt im Vergleich zu Mehrkosten in Höhe von 181 Mrd. €.

### 9.2.5 Flexibilitätsmarkt

Der Flexibilitätsmarkt umfasst die Investitionen in PtL- und PtG-Anlagen, Gasspeicher, Batteriespeicher und Back-Up-Kraftwerkskapazitäten.

Die bereitzustellenden PtL-Anlagen werden durch den Verkehrssektor zur Dekarbonisierung des Flugverkehrs benötigt. Dieser Weg der Dekarbonisierung wird in beiden betrachteten Szenarien gleichermaßen beschränkt. Die Investitions- und Betriebskosten in Höhe von 198 Mrd. € sind daher in beiden Szenarien identisch.

Die Investitions- und Betriebskosten der notwendigen PtG-Anlagen zur Bereitstellung Erneuerbarer Gase beläuft sich im Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf 222 Mrd. €. Das Szenario *Optimiertes System* ist von einem deutlich höheren Bedarf an PtG-Kapazitäten geprägt. Dies schlägt sich in den entsprechenden Investitions- und Betriebskosten nieder, die um 153 Mrd. € gegenüber dem Szenario *Maximale Elektrifizierung* ansteigen.

Durch die Nutzung der Gasinfrastruktur und die Verschiebung des Flexibilitätsbedarfs aus dem Strom- in den Gasmarkt werden zusätzliche Gasspeicherkapazitäten erforderlich. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* fallen 0,1 Mrd. € für den zusätzlichen Gasspeicherausbau an. Die stärkere Nutzung des Gassystems im Szenario *Optimiertes System* erfordert einen höheren Gasspeicherausbau und verursacht in Summe Investitions- und Betriebskosten in Höhe von 1,1 Mrd. € für deren Ausbau. Die Differenz beträgt damit 1,0 Mrd. €.

Ein entgegengesetztes Bild ergibt sich bei Betrachtung notwendiger Batteriespeicherkapazitäten. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* sind erhebliche Batteriespeicherkapazitäten notwendig. Diese verursachen Investitions- und Betriebskosten in Höhe von 144 Mrd. €. Die deutlich reduzierten Batteriespeicherkapazitäten im Szenario *Optimiertes System* sparen im Vergleich 83 Mrd. € ein.

Ein ähnliches Bild ergibt sich in der Bereitstellung von Kraftwerksleistung zur Besicherung und Flankierung der Erneuerbaren Energien als Back-Up. Im Szenario *Optimiertes System*

müssen nur etwa 50% der Kraftwerksleistung des Szenarios *Maximale Elektrifizierung* installiert werden. Dies führt zu einem Kostenvorteil des Szenarios *Optimiertes System* in Höhe von 98 Mrd. €, während im Szenario *Maximale Elektrifizierung* Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) von 211 Mrd. € anfallen.

Schließlich ergibt sich durch die notwendige CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für die PtG-Technologie ein Kostenvorteil für das Szenario *Maximale Elektrifizierung* in Höhe von ca. 60 Mrd. €.

#### **9.2.6 Netzkosten Strom- und Gas**

Es wurden auch die Kosten des notwendigen Ausbaus des Übertragungsnetzes Strom abgeschätzt. Im Szenario *Maximale Elektrifizierung* sind 285 Mrd. € an Investitions- und Betriebskosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig. Das Szenario *Optimiertes System* ermöglicht eine stärkere Nutzung der Gasinfrastruktur zum Transport von Energiemengen. Dies reduziert die Investitions- und Betriebskosten des Stromübertragungsnetzes um mehr als die Hälfte auf 127 Mrd. €.

Demgegenüber steht im Szenario *Optimiertes System* eine stärkere Nutzung des Gasfernleitungsnetzes. Für den notwendigen Ausbau fallen 3,8 Mrd. € an. Im Vergleich dazu belaufen sich die Ausbaukosten des Gasfernleitungsnetzes im Szenario *Maximale Elektrifizierung* auf 2,1 Mrd. €.

### 9.3 Zusammenfassung

Bei dem saldierten Kostenvergleich für das gesamte Energiesystem ist zu berücksichtigen, dass die ausgewiesenen absoluten volkswirtschaftlichen Kosten zwar eine Einschätzung liefern, in welcher Größenordnung Kosten anfallen könnten. Die Aussagekraft dieser absoluten Kosten ist jedoch teilweise eingeschränkt, da im Rahmen der Studie der Fokus auf denjenigen Aspekten lag, in denen sich die beiden Szenarien unterscheiden. Zusätzliche Kosten, die ebenfalls zur Erreichung einer Treibhausgasneutralität von der Volkswirtschaft getragen werden müssen, z.B. die Kosten der energetischen Gebäudesanierung, die aber in beiden Szenarien als gleich angesetzt werden können, wurden nicht eingehend untersucht. Im Folgenden wird daher auf die Differenz der volkswirtschaftlichen Kosten beider Szenarien abgestellt. Diese sind in Tabelle 21 dargestellt.

Systemelement	Volkswirtschaftlicher Kostenvorteil (in Mrd. €)		
	Optimiertes System gegenüber einer maximalen Elektrifizierung	Maximale Elektrifizierung gegenüber einem optimierten System	Differenz (Optimiertes System abzgl. Maximale Elektrifizierung)
Brennstoffe	7		-7
Gasnetz		2	2
Stromnetz	158		-158
PtL			
PtG (inkl. CO <sub>2</sub> )		212	212
Gasspeicher		1	1
Batteriespeicher	83		-83
Photovoltaik		195	195
Back-Up-Kraftwerke	98		-98
Wind On/Offshore	14		-14
Verkehrssektor			
Wärmemarkt	69		-69
<b>Gesamt</b>	<b>429</b>	<b>410</b>	<b>-19</b>

Tabelle 21: Kostendifferenzen der Szenarien im Zeitraum 2017-2050

Das Szenario *Maximale Elektrifizierung* weist gegenüber dem Szenario *Optimiertes System* deutliche Kostenvorteile vor allem in den Bereichen Photovoltaik und Kosten für PtG-Anlagen auf. Durch den insgesamt höheren Wirkungsgrad der Endanwendungen im Wärmemarkt sind weniger Strommengen zur Wärmeversorgung notwendig. Diese müssen im Szenario *Optimiertes System* über zusätzliche Photovoltaikanlagen bereitgestellt und über PtG-Anlagen in Erneuerbares Gas transformiert werden, damit ein Verbrauch in

gasbasierten Systemen stattfinden kann. In Summe ergibt sich aus den Kapazitäten für Erneuerbare Energien und PtG-Anlagen (inkl. Kosten der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung) ein Kostenvorteil für das Szenario *Maximale Elektrifizierung* in Höhe von 393 Mrd. €.

Das Szenario *Optimiertes System* weist durch einen niedrigeren Residuallastverlauf vor allem Kostenvorteile im Stromsystem auf. Durch den geringeren Bedarf von (Back-Up-) Kraftwerken und Kurzfristspeichern spart das Szenario rund 181 Mrd. € ggü. dem Szenario *Maximale Elektrifizierung* ein. Der Stromnetzausbau ist deutlich gedämpft und bietet einen weiteren Kostenvorteil von rund 158 Mrd. €. Auch die Kosten im Wärmemarkt sind im Zeitverlauf deutlich geringer als im Szenario *Maximale Elektrifizierung*. Hier werden bis 2050 fast 70 Mrd. € eingespart, weil insbesondere auf günstige gasbasierte Heizungssysteme anstelle von Strom-Wärmepumpen zurückgegriffen wird.

Insgesamt ergibt sich in Summe ein Kostenvorteil von 19 Mrd. € im Vergleich für das Szenario *Optimiertes System*. Im Vergleich hierzu liegen die Gesamtkosten (Investitionen, Betriebskosten und Brennstoffe der in Tabelle 21 dargestellten Kostenblöcke<sup>127</sup>) bei rd. 6.300 Mrd. € je Szenario. Hier ist zu beachten, dass diese Gesamtkosten in keiner Weise als Kostendifferenz bzw. Zusatzkosten gegenüber einem im Jahr 2050 nicht-treibhausgasneutralen Deutschland zu verstehen sind. Auch in einem solchen Szenario würden bis 2050 Kosten für Investitionen, Betriebskosten und Brennstoffe anfallen, die im Rahmen dieser Studie nicht analysiert wurden.

Eine wesentlicher Punkt, in denen sich die Szenarien unterscheiden, der aber in dieser Studie nicht betrachtet wurde, ist der notwendige Ausbau der Verteilnetze für Strom und Gas. Während im Gas im Wesentlichen auf das bestehende Netz zurückgegriffen werden kann (ähnlich der hier betrachteten Fernleitungsnetzebene), ist davon auszugehen, dass im Strom ein erheblicher Ausbau erforderlich sein wird. Da im Szenario *Maximale Elektrifizierung* nahezu der gesamte Endkundenmarkt elektrifiziert wird, sollte sich daraus ein weiterer Kostenvorteil für das Szenario *Optimiertes System* ergeben. In letzterem Szenario sind die Strom-Verteilnetze relativ gesehen weniger belastet, da in Teilen auf die bestehenden Gas-Verteilnetze zurückgegriffen werden kann. Eine kürzlich veröffentlichte Studie beziffert diesen Kostenvorteil für ein dem Szenario *Optimiertes System* vergleichbares Szenario auf ca. 75 Mrd. €. <sup>128</sup>

---

<sup>127</sup> Ohne Kosten des Verkehrs (Investition, Betrieb, Brennstoffe), da diese in beiden Szenarien identisch sind.

<sup>128</sup> frontier/IAEW/4MANAGEMENT/EMCEL für FNB-Gas, „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“, 2017.

## Anhang

### I. Kosten- und Effizienzannahmen des Wärmesektors

In Abbildung 105 ist eine Typauswahl an betrachteten Heizungstechnologien für Einfamilienhäuser im Bestand dargestellt. Von dieser Typauswahl abgeleitete Systeme (z.B. mit separater elektrischer Warmwasseraufbereitung) werden im Rahmen der Modellierung ebenfalls berücksichtigt.

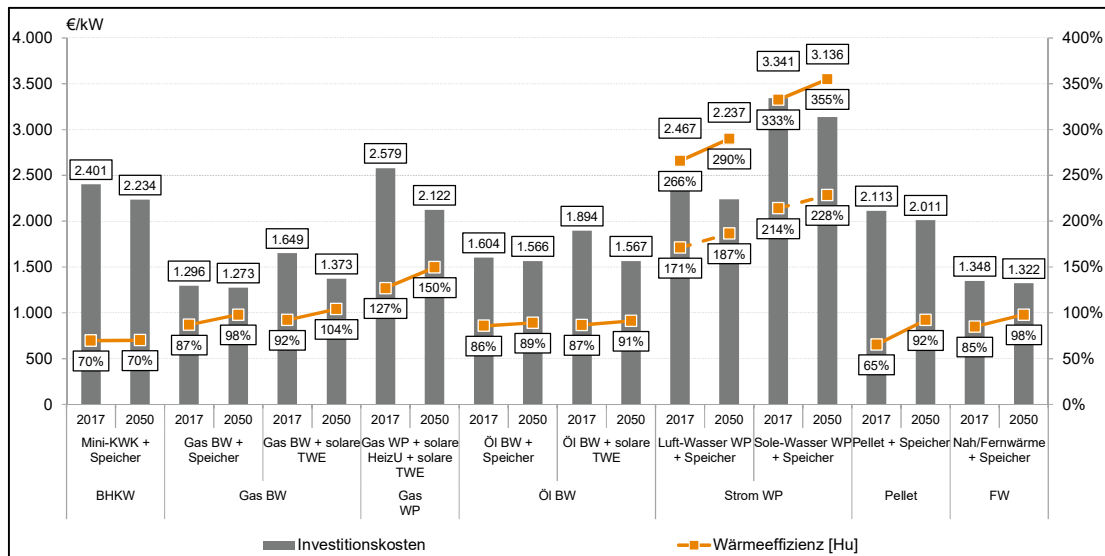


Abbildung 105: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Einfamilienhäuser im Bestand<sup>129</sup>

In Abbildung 106 ist eine Typauswahl an betrachteten Heizungstechnologien für Einfamilienhäuser im Neubau dargestellt. Von dieser Typauswahl abgeleitete Systeme werden im Rahmen der Modellierung ebenfalls berücksichtigt.

<sup>129</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010; BDEW, 2013, Heizkostenvergleich Altbau; BDEW, 2017, Heizkostenvergleich Altbau

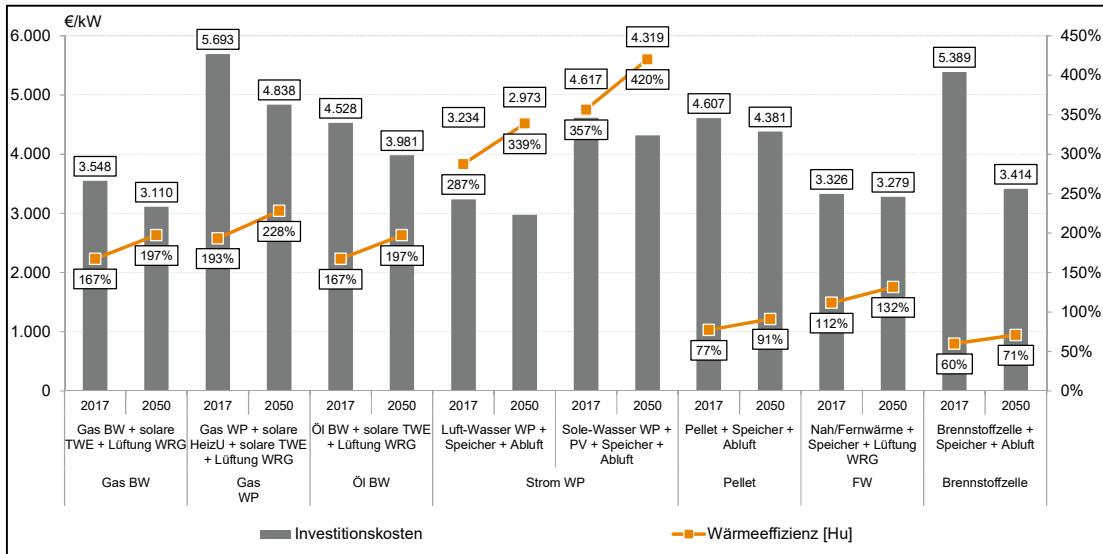


Abbildung 106: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Einfamilienhäuser im Neubau<sup>130</sup>

In Abbildung 107 ist eine Typauswahl an betrachteten Heizungstechnologien für Mehrfamilienhäuser im Bestand dargestellt. Von dieser Typauswahl abgeleitete Systeme werden im Rahmen der Modellierung ebenfalls berücksichtigt.

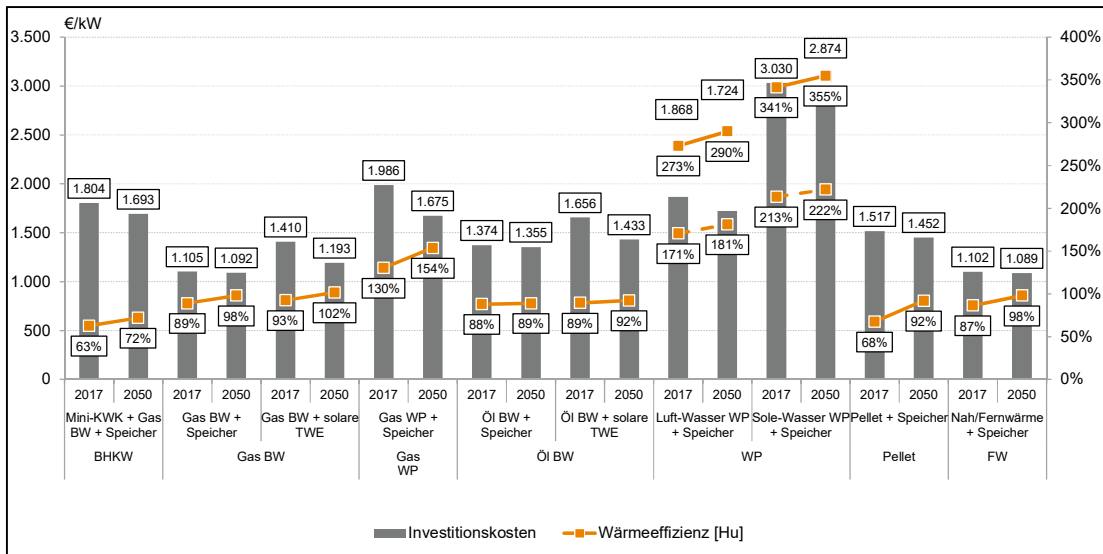


Abbildung 107: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Mehrfamilienhäuser im Bestand<sup>131</sup>

In Abbildung 108 ist eine Typauswahl an betrachteten Heizungstechnologien für Mehrfamilienhäuser im Neubau dargestellt. Von dieser Typauswahl abgeleitete Systeme werden im Rahmen der Modellierung ebenfalls berücksichtigt.

<sup>130</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010; BDEW, 2012, Heizkostenvergleich Neubau; BDEW, 2016, Heizkostenvergleich Neubau

<sup>131</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010; BDEW, 2013, Heizkostenvergleich Altbau; BDEW, 2017, Heizkostenvergleich Altbau



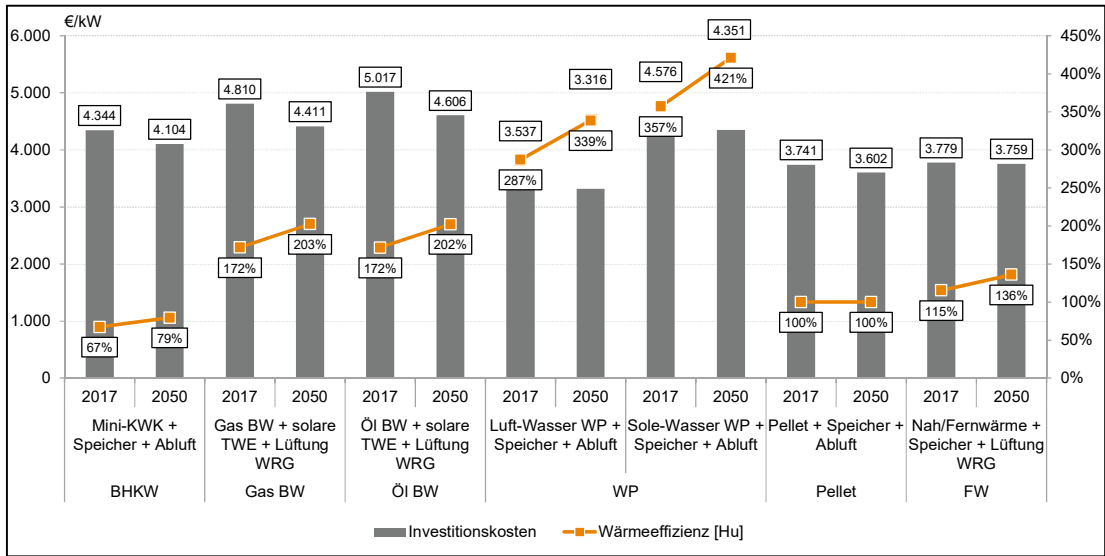


Abbildung 108: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen für Mehrfamilienhäuser im Neubau<sup>132</sup>

In Abbildung 109 sind die betrachteten Heizungssysteme im Industriesegment dargestellt.

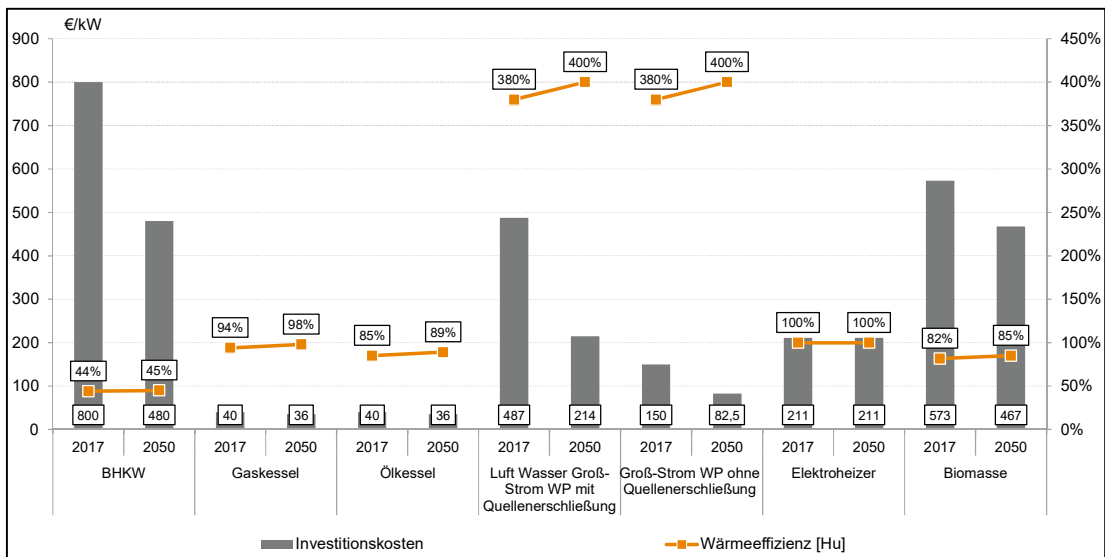


Abbildung 109: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen im Industrie-Segment<sup>133</sup>

In Abbildung 110 sind die betrachteten Heizungssysteme im GHD-Segment dargestellt.

<sup>132</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010; BDEW, 2012, Heizkostenvergleich Neubau; BDEW, 2016, Heizkostenvergleich Neubau

<sup>133</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010;

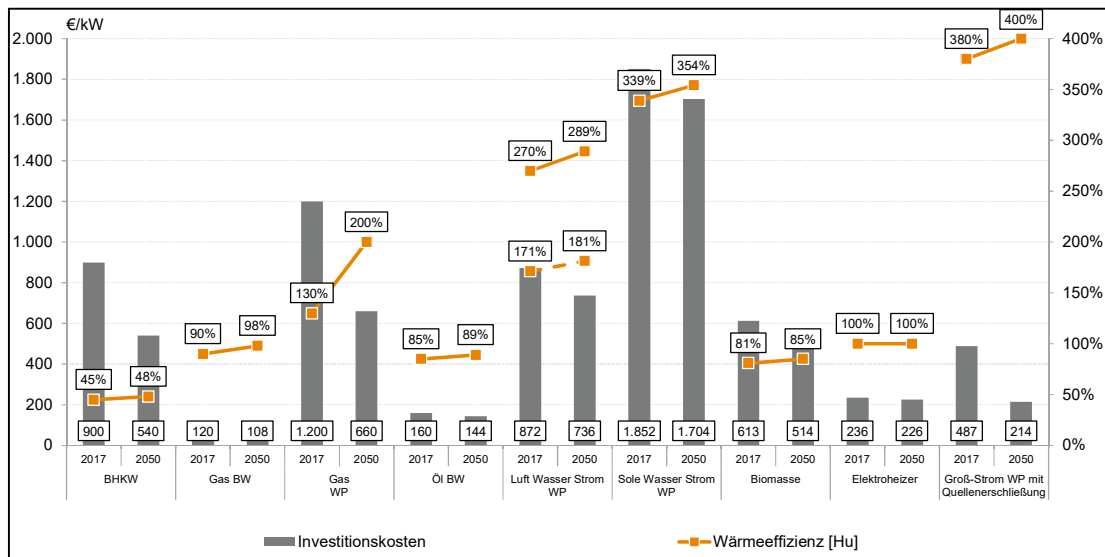


Abbildung 110: Unterstellte Investitionskosten und Wärmeeffizienzen im GHD-Segment<sup>134</sup>

<sup>134</sup> BMUB, 2016, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, 2010, Leitstudie 2010; Teilweise auch BDEW, 2013, Heizkostenvergleich Altbau; BDEW, 2017, Heizkostenvergleich Altbau

## II. enervis Strommarktmodell

Das verwendete Strommarktmodell ist ein umfangreiches Marktmodell zur Modellierung und Analyse von Strommärkten, das auf ökonomischen und energiemarktspezifischen Fundamentaldaten basiert.

Die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes und damit der Preisbildung auf dem Strommarkt erfolgt grundsätzlich auf Basis von kurzfristigen Grenzkosten. Darüber hinaus bilden weitere Nebenbedingungen die Flexibilitätsparameter (technisch oder durch Bereitstellung von Regelleistung) verschiedener Kraftwerkstypen ab. Dabei stellt eine breite räumliche Abdeckung (UCTE) und eine hohe zeitliche Auflösung (28 Tagvarianten pro Monat, d.h. 336 Tagvarianten pro Jahr) eine realitätsnahe Abbildung des Strommarktes sicher.

Daneben bildet das Modell Kraftwerkszubauten und -stilllegungen im Kraftwerkspark nach Vollkostengesichtspunkten ab. Die technischen und ökonomischen Rahmenparameter des Kraftwerkseinsatzes werden detailliert abgebildet.

Darüber hinaus beinhaltet das Modell Stromspeicher und Nachfrageflexibilitäten. Der Einsatz von Flexibilitäten und Speichern mit begrenzten Volumina bzw. Verschiebbarkeiten wird nach Grenzkosten optimiert.

Das Fundamentalmmodell hat sich als Prognosetool seit mehr als zehn Jahren am Markt bewährt und kam bei der Bewertung einer Vielzahl von Investitionsprojekten in der Stromerzeugung und -beschaffung (u.a. Bewertung von Kraftwerksprojekten, Stromlieferverträgen, Kraftwerksscheiben, Beteiligungen) in verschiedenen europäischen Strommärkten erfolgreich zum Einsatz.

Verschiedene rückblickende Analysen haben ergeben, dass das Strommarktmodell sowohl historische Spotpreise nach Niveau und Struktur gut reproduziert, als auch das Terminpreinsniveau über den liquide gehandelten Zeitraum wiedergibt (wenn Terminnotierungen für Brennstoffe usw. angenommen werden).

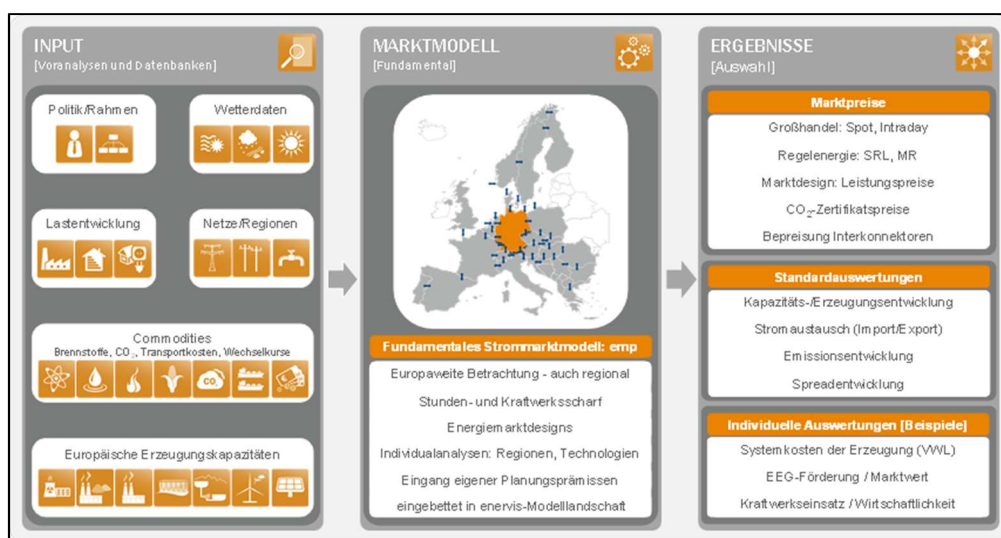


Abbildung 111: enervis-Strommarktmodell

### III. Annahmen des Stromsektors

In Abbildung 112 sind die angenommenen Nachfrageflexibilitäten verschiedener Lastprofile der Sektoren Wärmemarkt und Verkehr dargestellt.

			2017	2050	Quelle / Kommentar
Wärmepumpe	VBS	h/a	1.900	1.900	BWP - Branchenstudie
	Art der Flexibilität		Verschiebung		
	Verschiebepotenziale innerhalb von 24	h	2	4	Aktuell max. 3 mal a 2 h / Tag, perspektivisch Zubau größerer Wärmespeicher nach DLR
Direktheizer	Art der Flexibilität		Verschiebung und Abschaltung		
	Mindestvollbenutzungsstunden	h/a	5.000	5.000	
	Verschiebepotenziale innerhalb von 24	h	1	1	Typischer Wert in Anlehnung an eine Erhebung der Trianel für industrielle Lasten
	Variable Kosten einer Verschiebung	€/MWh	250	250	Typischer Wert in Anlehnung an eine Erhebung der Trianel für industrielle Lasten
	Variable Kosten einer Abschaltung	€/MWh	2.000	2.000	Typischer Wert in Anlehnung an eine Erhebung der Trianel für industrielle Lasten
Direktheizer in der Fernwärme	Art der Flexibilität		Zuschaltung		
	Mindestvollbenutzungsstunden	h/a	0	0	
	Wärmepreis	Eur/MWh real	Anlegbarer Kesselbezug		
E-PKW/Hybrid PKW	Art der Flexibilität		Verschiebung		
	Anteil gesteuertes Laden nach Strompreispotenzial	%	10%	50%	
Schienerverkehr	Keine Flexibilisierung der Nachfrageprofile				
ÖPNV					

Abbildung 112: Modellierte Nachfrageflexibilitäten

In Tabelle 22 sind die angenommenen Investitionskosten für konventionelle Kraftwerke dargestellt und in Tabelle 23 die angenommenen Wirkungsgrade. Für Gasturbinen- (GT) bzw. Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) werden Betriebskosten in Höhe von 3% bzw. 2,6% der Investitionskosten angenommen. Für Neuinvestitionen wird ein WACC von 7,1% unterstellt.

€/kW	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045
GT	450	450	450	450	450	450	450
GuD	750	750	750	750	750	750	750
Steinkohlekraftwerk	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
Braunkohlekraftwerk	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900
Kernkraftwerk	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000

Tabelle 22: Angenommene Investitionskosten des Kraftwerksparks

Nettowirkungsgrad	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045
GT	38,8%	38,8%	38,8%	38,8%	38,8%	38,8%	38,8%
GuD	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%
Steinkohlekraftwerk	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%
Braunkohlekraftwerk	43,0%	43,0%	43,0%	43,0%	43,0%	43,0%	43,0%
Kernkraftwerk	36,0%	36,0%	36,0%	36,0%	36,0%	36,0%	36,0%

Tabelle 23: Angenommene Wirkungsgrade des Kraftwerksparks

In Abbildung 113 sind die in dieser Studie getroffenen Annahmen zu den jährlichen Vollkosten für Batteriespeicher dargestellt und werden mit entsprechenden Referenzstudien verglichen. Im Jahr 2050 wird von einer Lebensdauer von Batteriespeichern von 12 Jahren ausgegangen. Es wird ein WACC von 7% angesetzt.

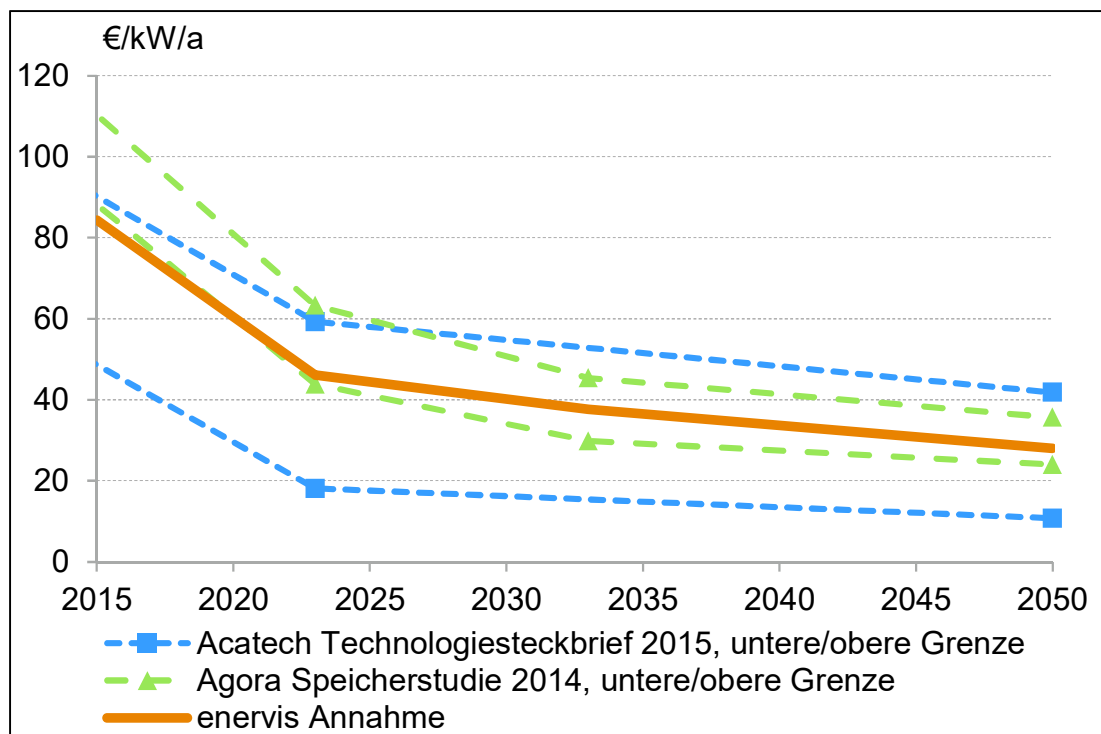


Abbildung 113: Annahmen zu annuierten Vollkosten für Batteriespeicher<sup>135</sup>

<sup>135</sup> Quellen: Agora Energiewende, Stromspeicher in der Energiewende, 2014; Acatech, Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung, 2015

## IV. Annahmen Erneuerbarer Energien

### Technologie und Vollbenutzungsstunden Wind

Wie bereits in der Vergangenheit beobachtet, wird auch für die Zukunft eine technologische Weiterentwicklung aus Anlagensicht erwartet. Diese manifestiert sich in weiter steigenden Nabenhöhen von Windenergieanlagen, was dazu führt, dass höhere Windgeschwindigkeiten in Luftschichten genutzt werden können, die weniger von der Bodenrauigkeit geprägt sind. Während bereits im Jahr 2017 Nabenhöhen von etwa 160m an einigen Standorten realisiert werden, wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass diese Grenze in bestimmten Regionen deutlich angehoben werden kann. Damit einhergehend erfolgt eine stetige Weiterentwicklung der Rotoren und Generatoren. So steigt der Rotordurchmesser von neuen Anlagen – ganz besonders im Binnenland – stark an. Auch die Generatorleistung wird mit jeder neuen Generation von Anlagen angehoben. Die spezifische Leistungsdichte, also das Verhältnis aus Leistung und Rotorkreisfläche nimmt dabei im Vergleich zu früheren Anlagengenerationen ab. Das bedeutet, dass diese Anlagen vor allem an Standorten mit schwachen bis mäßigen Windkonditionen eine höhere Anzahl an Vollbenutzungsstunden (VBN) erbringen können. Typische Rotordurchmesser für Neuanlagen im Jahr 2017 liegen je nach Standort bei ca. 120m bis 140m, wobei die Generatorleistung ca. 3-4 MW beträgt. Auch an dieser Stelle wird zukünftig mit einem Wachstum an Leistung und Rotordurchmesser gerechnet. Abbildung 114 zeigt die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden für Neuanlagen in den einzelnen Netzzonen, die aus dem oben genannten technologischen Fortschritt resultiert. Im linken Teil der Abbildung ist das bundesweite Mittel für Onshore zu sehen. Dabei ermittelt sich die Vollbenutzungsstundenzahl des Gesamtportfolios aus Neu- und Bestandsanlagen aus den gewichteten Vollbenutzungsstunden der einzelnen Inbetriebnahmejahre mit den korrespondierenden Leistungen.

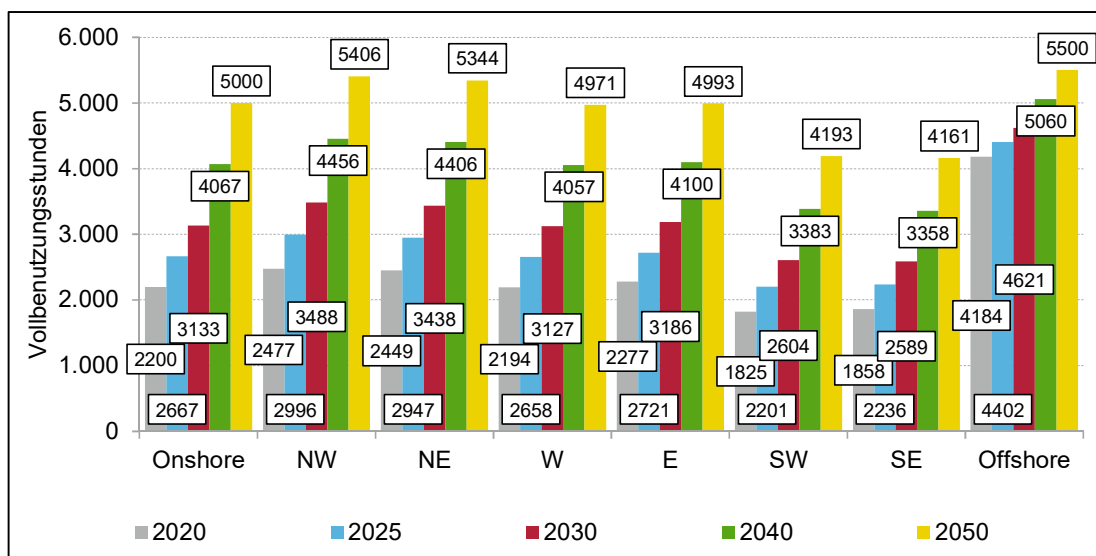


Abbildung 114: Entwicklung der Vollbenutzungsstunden von neuen Windenergieanlagen in den Netzzonen

Ähnlich zur Onshore Windenergie wird auch bei der Offshore Windenergie eine technologische Weiterentwicklung unterstellt. Durch höhere Nabenhöhen, steigende Rotordurchmesser und Generatorleistung wird langfristig eine moderat steigende Vollbenutzungsstundenzahl auf 5.500 VBH im Jahr 2050, ausgehend von einem bereits hohen Niveau von 4.184 VBH im Jahr 2020 unterstellt.

## Technologie und Vollbenutzungsstunden PV

Da sich die Vollbenutzungsstunden von Photovoltaikanlagen über Deutschland nur geringfügig unterscheiden, wird lediglich eine Differenzierung zwischen Aufdach- und Freiflächen-PV durchgeführt, da sich diese aufgrund des unterschiedlichen Aufstellwinkels unterscheiden. Für Aufdachanlagen wird eine mittlere Vollbenutzungsstundenzahl von 950 VBH pro Jahr, für Freiflächenanlagen eine mittlere Vollbenutzungsstundenzahl von 1.000 VBH pro Jahr unterstellt.<sup>136</sup>

## Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien

Tabelle 24 enthält eine Übersicht der im Rahmen dieser Studie gesetzten Prämissen hinsichtlich Kosten, VBH und Lebensdauer von Wind On/Offshore und PV Aufdach/Freifläche. Diese wurden auf Basis einer Metaanalyse von Studien ermittelt<sup>137</sup>.

---

<sup>136</sup> Diese Werte stützen sich im Wesentlichen auf einer Metaanalyse von Studien (BWE/VDMA, DIW, Prognose, Agora)

<sup>137</sup> Im Wesentlichen wurden die folgenden Studien für eine Einschätzung der mittleren zukünftigen LCOE verwendet:

Wind Onshore: Agora (2017a): „Future Cost of Onshore Wind“; IZES (2014): „Optimale Nutzung der Windkraft-Technisches Potential von Wind Onshore Anlagen“;

Photovoltaik: IRENA and IEA PVPS (2016): „End-of-Life Management: Solar Photovoltaics Panels“; European Commission (2016): „PV Status Report 2016“; Prognos (2013): „Expertise: Entwicklung von Stromproduktionskosten“; IEA (2017): „Tracking Clean Energy Progress 2017“

Wind Offshore: BMWi (2017): „Offshore-Windenergie: technische Entwicklung und Kostensituation“; Agora (2017b): „Stromwelten 2050“;

	Jahr	Invest [€/kW]	Fixe Betr. [%(Inv.) p.a.]	VBH [h]	Lebens- dauer [a]	WACC [%]
Wind Onshore	2015	1.570	2,0%	2.000	22	5,7%
	2020	1.240	2,0%	2.200	22	5,7%
	2030	1.150	2,0%	3.133	22	6,0%
	2040	1.050	2,0%	4.067	22	6,0%
	2050	950	2,0%	5.000	22	6,0%
Wind Offshore	2015	3.600	3,5%	3.700	22	6,9%
	2020	2.880	3,0%	4.200	22	6,9%
	2030	2.000	2,5%	4.621	22	7,2%
	2040	1.650	2,5%	5.060	25	7,2%
	2050	1.300	2,5%	5.500	25	7,2%
PV Aufdach	2015	1.200	1,7%	950	25	4,5%
	2020	900	1,5%	950	25	4,5%
	2030	700	1,5%	950	25	4,8%
	2040	600	1,5%	950	25	4,8%
	2050	550	1,5%	950	25	4,8%
PV Freifläche	2015	970	2,0%	1.000	25	4,9%
	2020	680	2,0%	1.000	25	4,9%
	2030	500	2,0%	1.000	25	5,2%
	2040	370	2,0%	1.000	25	5,2%
	2050	330	2,0%	1.000	25	5,2%

Tabelle 24: Prämissen für die Ableitung von EE-Vollkosten